

Aucune autorité en valeurs mobilières ne s'est prononcée sur la qualité des titres offerts dans le présent prospectus. Quiconque donne à entendre le contraire commet une infraction. Les titres décrits dans le prospectus simplifié ne sont offerts que là où l'autorité compétente a accordé son visa; ils ne peuvent être proposés que par des personnes dûment inscrites.

L'information intégrée par renvoi dans le présent prospectus provient de documents déposés auprès des commissions de valeurs mobilières ou d'autorités analogues au Canada. On peut obtenir gratuitement des exemplaires des documents intégrés par renvoi dans le présent prospectus sur demande adressée au secrétaire de l'émetteur, au 139 Water Street, bureau 1201, St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador) A1B 3T2 (téléphone : 709-737-2800) ou sur le site Internet de SEDAR, à l'adresse suivante : www.sedar.com. Au Québec, le présent prospectus simplifié contient de l'information complétée par le dossier d'information. On peut se procurer sans frais une copie du dossier d'information auprès du secrétaire de la société dont les coordonnées figurent ci-dessus ou sur le site Internet susmentionné. Les titres proposés dans le présent prospectus simplifié n'ont pas été ni ne seront inscrits en vertu de la loi des États-Unis intitulée Securities Act of 1933, avec ses modifications, ni d'aucune loi étatique sur les valeurs mobilières et, sous réserve de certaines exceptions, ils ne pourront être offerts ni vendus aux États-Unis ou à des personnes des États-Unis ou pour leur compte ou bénéfice. Voir la rubrique Mode de placement.

Nouvelle émission

Le 7 mars 2007

PROSPECTUS SIMPLIFIÉ



38 500 000 reçus de souscription, représentant chacun le droit à la réception d'une action ordinaire

Fortis Inc. (*Fortis* ou la *société*) vise par les présentes aux fins de placement (le *placement*) 38 500 000 reçus de souscription (les *reçus de souscription*), permettant chacun au porteur de recevoir, lors du respect des conditions de déblocage (au sens donné plus loin) et sans le paiement d'une contrepartie additionnelle, une action ordinaire de Fortis (une *action ordinaire*). Société de fiducie Computershare du Canada, en tant qu'agent de blocage (l'*agent de blocage*) détiendra le produit brut tiré de la vente des reçus de souscription (les *fonds bloqués*), lequel sera placé dans des titres de créance à court terme portant intérêt ou à décote émis ou cautionnés par le gouvernement du Canada ou une province ou encore par une ou plusieurs des cinq plus grandes banques à charte canadiennes, à condition que, dans tous les cas, ces titres de créance soient notés au moins R1 (moyen) par DBRS Limited ou aient une notation équivalente attribuée par un service de notation équivalent, avant que la société ne reçoive toutes les approbations requises des autorités gouvernementales et de réglementation pour mener à bonne fin son acquisition (l'*acquisition*) de toutes les actions émises et en circulation de Terasen Inc. (*Terasen*), filiale en propriété exclusive de Kinder Morgan, Inc., y compris celle de la British Columbia Utilities Commission (la *BCUC*), et que toutes les autres conditions subsistantes préalables à la clôture de l'acquisition qui sont détaillées dans la convention d'acquisition (au sens donné plus loin) (collectivement, les *conditions de déblocage*) soient respectées ou fassent l'objet d'une renonciation. Au moment de l'acquisition, Terasen se sera départie de son exploitation de transport de pétrole et détiendra seulement son entreprise de distribution de gaz naturel et une participation dans CustomerWorks Limited Partnership. Voir les rubriques *L'acquisition*, *Les entreprises acquises* et *Modalités du placement*.

Si les conditions de déblocage sont respectées avant 17 h (heure de Toronto) le 30 novembre 2007, la société signera et remettra immédiatement un avis de conformité et émettra et remettra à l'agent de blocage une action ordinaire pour chaque reçu de souscription alors en circulation (sous réserve de tout rajustement applicable). Les actions ordinaires pourront être livrées à compter du deuxième jour ouvrable suivant la remise de cet avis. Les porteurs de reçus de souscription recevront, sans le paiement d'une contrepartie additionnelle, une action ordinaire pour chaque reçu de souscription détenu, plus un montant correspondant aux dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la société, le cas échéant, à l'égard desquels les dates de référence sont tombées durant la période comprise entre la date de clôture (au sens donné plus loin) et la date d'émission des actions ordinaires à l'égard des reçus de souscription. Immédiatement lorsque les conditions de déblocage seront respectées et que l'avis exigé sera remis à l'agent de blocage, les fonds bloqués, ainsi que l'intérêt gagné sur ceux-ci et le revenu qui en découle, seront remis à Fortis. Si les conditions de déblocage ne sont pas respectées avant 17 h (heure de Toronto) le 30 novembre 2007 ou encore si la convention d'acquisition est résiliée avant cette date (dans l'un ou l'autre cas, le *moment de résiliation*), les porteurs de reçus de souscription auront le droit, à compter du deuxième jour ouvrable suivant le moment de résiliation, de recevoir de l'agent de blocage un montant correspondant au prix de souscription intégral s'y rapportant, plus leur quote-part proportionnelle de l'intérêt gagné sur cette somme ou du revenu qui en découle. Voir la rubrique *Modalités du placement*.

Prix : 26,00 \$ par reçu de souscription

	Prix d'offre	Rémunération des preneurs fermes⁽¹⁾	Produit net revenant à la société⁽²⁾
Par reçu de souscription.....	26,00 \$	1,04 \$	24,96 \$
Total ⁽³⁾	1 001 000 000 \$	40 040 000 \$	960 960 000 \$

- 1) La moitié de la rémunération des preneurs fermes est payable à la clôture du placement. L'autre moitié de cette rémunération est payable seulement si les conditions de déblocage ont été respectées avant le moment de résiliation et si l'avis exigé a été remis à l'agent de blocage. Voir la rubrique *Mode de placement*.
- 2) Le produit net revenant à la société exclut l'intérêt gagné sur les fonds bloqués et le revenu qui en découle et est calculé avant déduction des frais du placement, évalués à 1 250 000 \$, qui, tout comme la rémunération des preneurs fermes, seront payés sur les fonds généraux de Fortis. Voir la rubrique *Mode de placement*.
- 3) La société a accordé aux preneurs fermes une option (l'*option en cas d'attribution excédentaire*) que ceux-ci peuvent lever en totalité ou en partie en tout temps jusqu'à l'expiration d'un délai de 30 jours suivant la date de clôture du placement pour acheter, au prix d'offre, jusqu'à 5 775 000 reçus de souscription additionnels pour couvrir les attributions excédentaires, le cas échéant. Si l'option en cas d'attribution excédentaire est intégralement levée, le prix d'offre total, la rémunération des preneurs fermes et le produit net revenant à la société s'établiront respectivement à 1 151 150 000 \$, à 46 046 000 \$ et à 1 105 104 000 \$. Voir la rubrique *Mode de placement*. Le présent prospectus vise également l'octroi de l'option en cas d'attribution excédentaire et le placement des titres qui seront émis lors de la levée de cette option.

Position des preneurs fermes	Nombre maximum	Période de levée	Prix de levée
Option en cas d'attribution excédentaire	5 775 000 reçus de souscription	Dans les 30 jours suivant la clôture du placement	26,00 \$ par reçu de souscription

Il n'existe aucun marché pour la négociation de ces reçus de souscription. Ainsi, il peut être impossible pour les souscripteurs de revendre les titres achetés aux termes du présent prospectus simplifié (le *prospectus*), ce qui peut avoir une incidence sur le cours des titres sur le marché secondaire, la transparence et la disponibilité de leur cours, leur liquidité et l'étendue des obligations réglementaires de l'émetteur. Se reporter à la rubrique *Facteurs de risque*.

La Bourse de Toronto (la *Bourse TSX*) a approuvé sous condition l'inscription à la cote des reçus de souscription, ainsi que des actions ordinaires qui seront émises lors de l'échange des reçus de souscription. L'inscription est subordonnée à l'obligation, pour la société, de remplir toutes les conditions d'inscription de la Bourse TSX au plus tard le 3 juin 2007. Les actions ordinaires en circulation de la société sont inscrites à la cote de la Bourse TSX sous le symbole *FTS*. Le 6 mars 2007, le cours de clôture des actions ordinaires s'établissait à 26,80 \$ à la Bourse TSX. Les reçus de souscription seront émis et vendus par Fortis aux preneurs fermes (au sens donné plus loin), au prix de 26,00 \$ (le *prix d'offre*) par reçu de souscription. Le prix d'offre et les autres modalités du placement ont été fixés par négociation entre la société et les preneurs fermes.

Un placement dans les reçus de souscription, ainsi que dans les actions ordinaires qui seront émises lors de l'échange des reçus de souscription, comporte certains risques dont un acquéreur éventuel devrait tenir compte. Voir la rubrique *Facteurs de risque*.

Marchés mondiaux CIBC Inc. (*MMCIBC*), Scotia Capitaux (*Scotia Capitaux*), Valeurs Mobilières TD Inc. (*Valeurs Mobilières TD*), BMO Nesbitt Burns Inc. (*BMO Nesbitt Burns*), RBC Dominion valeurs mobilières Inc. (*RBCDVM*), Financière Banque Nationale Inc. (*Financière BN*), La Corporation Canaccord Capital, Valeurs mobilières Beacon Ltée et Valeurs Mobilières HSBC (Canada) Inc. (*Valeurs Mobilières HSBC*) agissent en tant que preneurs fermes (collectivement, les *preneurs fermes*) à l'égard du placement. Les preneurs fermes, en tant que contrepartistes, offrent conditionnellement les reçus de souscription, sous les réserves d'usage concernant leur souscription, leur émission et leur livraison par la société ainsi que leur acceptation par les preneurs fermes conformément aux conditions de la convention de prise ferme visée à la rubrique *Mode de placement*, de même que sous réserve de l'approbation de certaines questions d'ordre juridique par Davies Ward Phillips & Vineberg S.E.N.C.R.L., s.r.l., de Toronto, et de McInnes Cooper, de St. John's, pour le compte de la société, et de Stikeman Elliott S.E.N.C.R.L., s.r.l., de Toronto, pour le compte des preneurs fermes. Sous réserve des lois applicables, les preneurs fermes peuvent, dans le cadre du placement, faire des opérations visant à fixer ou à stabiliser le cours des reçus de souscription ou des actions ordinaires à un niveau autre que celui qui serait formé sur un marché libre. Ces opérations peuvent être commencées ou interrompues à tout moment pendant le placement. Voir la rubrique *Mode de placement*.

MMCIBC est membre du groupe d'une banque à charte canadienne ayant convenu d'accorder des facilités de crédit à la société dans le cadre du financement de l'acquisition. MMCIBC agit également en tant que conseiller financier de Fortis relativement à l'acquisition et reçoit une rémunération à cette fin. De plus, MMCIBC, Scotia Capitaux, Valeurs Mobilières TD, BMO Nesbitt Burns, RBCDVM, Financière BN et Valeurs Mobilières HSBC sont chacune des filiales d'une banque à charte canadienne qui a consenti, à titre individuel ou comme membre d'un syndicat d'établissements financiers, des facilités de crédit à la société et(ou) à ses filiales. Par conséquent, la société pourrait être considérée comme un « émetteur associé » de ces preneurs fermes au sens des lois sur les valeurs mobilières qui s'appliquent. Voir la rubrique *Mode de placement*.

Les souscriptions des reçus de souscription seront reçues sous réserve d'un droit de refus ou d'attribution totale ou partielle, ainsi que du droit de fermeture des livres de souscription en tout temps, sans avis. On s'attend à ce que la clôture du placement ait lieu vers le 15 mars 2007 (la *date de clôture*) ou à toute autre date dont la société et les preneurs fermes pourront convenir, mais au plus tard le 18 avril 2007. Un certificat de titres relevés représentant les reçus de souscription placés aux termes des présentes sera émis sous forme nominative seulement au nom de Service de dépôt et de compensation CDS Inc. (*CDS*) ou de son prête-nom et sera déposé auprès de CDS à la date de clôture. La société croit comprendre qu'un acquéreur de reçus de souscription ne recevra qu'une confirmation de client du courtier inscrit qui est un adhérent à CDS auprès ou par l'entremise duquel les reçus de souscription sont souscrits. Voir la rubrique *Modalités du placement*.

TABLE DES MATIÈRES

	<u>Page</u>		<u>Page</u>
Remarque spéciale concernant les énoncés prospectifs	1	Changements dans la structure du capital-actions et le capital d'emprunt.....	39
Documents intégrés par renvoi	1	Emploi du produit.....	40
Admissibilité aux fins de placement.....	3	Mode de placement.....	40
Termes et expressions définis.....	3	Incidences de l'impôt fédéral sur le revenu au Canada.....	42
Sommaire.....	4	Facteurs de risque	44
Fortis.....	8	Vérificateurs	50
Développements récents	12	Questions d'ordre juridique	51
L'acquisition.....	14	Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres	51
Les entreprises acquises.....	17	Droits de résolution et sanctions civiles	51
Convention d'acquisition.....	31	Glossaire	52
Financement de l'acquisition.....	34	Consentement des vérificateurs	54
Structure du capital.....	35	Consentement des vérificateurs	55
Variations du cours des actions ordinaires et volume des opérations sur celles-ci.....	36	Table des matières des états financiers.....	F-1
Capital-actions de Fortis.....	37	Table des matières des rapports de gestion.....	M-1
Politique en matière de dividendes	37	Attestation de Fortis Inc.	C-1
Description des actions ordinaires	37	Attestation des preneurs fermes.....	C-2
Modalités du placement.....	37		

REMARQUE SPÉCIALE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le prospectus, y compris les documents y étant intégrés par renvoi, contient des énoncés prospectifs reflétant les attentes de la direction en ce qui a trait à la croissance future, aux résultats d'exploitation, au rendement et aux perspectives et occasions d'affaires de Fortis Inc. 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 dont elle dispose actuellement. 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 le prospectus, y compris dans les documents y étant intégrés par renvoi, 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 du prospectus, 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.

DOCUMENTS INTÉGRÉS PAR RENVOI

Les documents d'information de la société énumérés ci-après et déposés auprès des commissions des valeurs mobilières compétentes ou des autorités de réglementation similaires de chacune des provinces du Canada font partie intégrante du présent prospectus :

- a) la notice annuelle datée du 29 mars 2006 pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005;
- b) les états financiers comparatifs consolidés vérifiés en date du 31 décembre 2005 et pour les exercices terminés les 31 décembre 2005 et 2004, ainsi que les notes y étant afférentes et le rapport des vérificateurs s'y rapportant en date du 27 janvier 2006 contenus dans le rapport annuel de la société pour 2005;
- c) le rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 contenu dans le rapport annuel de la société pour 2005;
- d) les états financiers consolidés intermédiaires comparatifs non vérifiés en date du 30 septembre 2006 et pour les périodes de trois et de neuf mois terminées les 30 septembre 2006 et 2005, ainsi que les notes y étant afférentes;
- e) le rapport de gestion pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2006;
- f) la circulaire de sollicitation de procurations par la direction datée du 17 mars 2006 préparée en rapport avec l'assemblée annuelle des actionnaires de la société tenue le 2 mai 2006;
- g) la déclaration de changement important datée du 15 septembre 2006, décrivant la conclusion d'une convention intervenue entre la société et un syndicat de preneurs fermes dirigé par BMO Nesbitt Burns Inc. en rapport avec le placement auprès du public, par la société, de 5 000 000 d'actions privilégiées rachetables de premier rang à dividende cumulatif de 4,90 %, série F;
- h) la déclaration de changement important datée du 5 janvier 2007 décrivant la conclusion d'une convention intervenue entre la société, d'une part, et Scotia Capitaux Inc. et MMCIBC, d'autre part, en rapport avec le placement auprès du public, par la société, de 5 170 000 actions ordinaires;
- i) le communiqué de presse daté du 8 février 2007 concernant les états financiers intermédiaires consolidés comparatifs non vérifiés de la société en date du 31 décembre 2006 et pour les périodes de trois et de douze mois terminées les 31 décembre 2006 et 2005, ainsi que les notes y étant afférentes, et concernant le rapport de gestion s'y rapportant pour les périodes de trois et de douze mois terminées le 31 décembre 2006; et
- j) la déclaration de changement important datée du 28 février 2007 décrivant la conclusion (i) d'une convention aux termes de laquelle la société fera l'acquisition de toutes les actions en circulation de Terasen au prix d'achat de 3,7 milliards de dollars, y compris la prise en charge d'une dette approximative de 2,3 milliards de dollars, et (ii) d'une convention entre la société, MMCIBC, Scotia Capitaux et Valeurs Mobilières TD pour l'appel public à l'épargne de la société visant 38 500 000 reçus de souscription et jusqu'à 5 775 000 reçus de souscription additionnels conformément à une option en cas d'attribution excédentaire.

Tout document de la nature de ceux indiqués au paragraphe précédent (autre que toute déclaration de changement important confidentielle) déposé par la suite par la société auprès des commissions des valeurs mobilières ou autorités de réglementation après la date du prospectus et avant la fin du placement sera réputé intégré par renvoi dans le prospectus.

Toute déclaration contenue dans un document intégré ou réputé intégré aux présentes par renvoi sera réputée modifiée ou annulée aux fins du présent prospectus dans la mesure où une déclaration contenue aux présentes ou dans un autre document déposé par la suite qui est également intégré aux présentes par renvoi ou est réputé l'être, modifie ou annule cette déclaration. Il n'est pas nécessaire que la déclaration de modification ou d'annulation indique qu'elle a modifié ou annulé une déclaration antérieure ou inclue tout autre renseignement présenté dans le document qu'elle modifie ou annule. La formulation d'une déclaration de modification ou d'annulation ne sera pas réputée constituer une admission à quelque fin que ce soit selon laquelle la déclaration modifiée ou annulée constituait, lorsqu'elle a été faite, une information fautive ou trompeuse, une déclaration fautive d'un fait important ou une omission d'énoncer un fait important dont la mention est requise ou qui est nécessaire pour qu'une déclaration ne soit pas trompeuse à la lumière des

circonstances dans lesquelles elle a été faite. Toute déclaration ainsi modifiée ou annulée ne sera pas réputée faire partie du présent prospectus, sauf dans la mesure où elle est ainsi modifiée ou annulée.

Des copies des documents intégrés aux présentes par renvoi peuvent être consultées gratuitement sur demande adressée au secrétaire de la société, au 139 Water Street, bureau 1201, St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador) A1B 3T2 (téléphone : 709-737-2800). Ces documents peuvent également être consultés sur Internet, sur le site Web de la société, à l'adresse www.fortisinc.com, ou sur le Système électronique de données, d'analyse et de recherche du Canada (*SEDAR*), à l'adresse www.sedar.com. Il y a également lieu de consulter les renseignements concernant Terasen Inc. (*Terasen*) qui figurent sur Internet à l'adresse du site Web de Terasen, www.terasen.com. Les renseignements que contient n'importe lequel de ces sites Web, ou qui sont accessibles au moyen de ceux-ci, ne sont pas intégrés par renvoi dans le présent prospectus et ne font pas partie intégrante de ce prospectus ni ne sauraient être considérés comme en faisant partie, sauf s'ils y sont expressément intégrés.

ADMISSIBILITÉ AUX FINS DE PLACEMENT

De l'avis de Davies Ward Phillips & Vineberg S.E.N.C.R.L., s.r.l., conseillers juridiques de la société, et de Stikeman Elliott S.E.N.C.R.L., s.r.l., conseillers juridiques des preneurs fermes, les reçus de souscription et les actions ordinaires qui seront émises lors de l'échange des reçus de souscription constitueraient, s'ils étaient émis à la date des présentes, des placements admissibles en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) (la *Loi de l'impôt*) pour une fiducie régie par un régime enregistré d'épargne-retraite, un fonds enregistré de revenu de retraite, un régime de participation différée aux bénéfices et un régime enregistré d'épargne-études à condition que, dans le cas des reçus de souscription, la société fasse affaire sans lien de dépendance (au sens de la *Loi de l'impôt*) avec chaque personne qui est un rentier, un bénéficiaire, un employeur ou un souscripteur aux termes du régime applicable pour cette fiducie.

TERMES ET EXPRESSIONS DÉFINIS

Pour une explication de certains termes et de certaines abréviations utilisés dans le prospectus, il y a lieu de consulter le *Glossaire*.

SOMMAIRE

Les renseignements suivants ne servent que de sommaire et doivent être lus conjointement avec les renseignements plus détaillés paraissant ailleurs dans le prospectus et les documents intégrés aux présentes par renvoi.

Le placement

Émetteur :	Fortis Inc. (<i>Fortis</i> ou la <i>société</i>)
Placement :	38 500 000 reçus de souscription (les <i>reçus de souscription</i>), représentant chacun le droit à la réception d'une action ordinaire de Fortis (une <i>action ordinaire</i>)
Montant :	1 001 000 000 \$ (1 151 150 000 \$ si l'option en cas d'attribution excédentaire est intégralement levée).
Option en cas d'attribution excédentaire :	La société a accordé aux preneurs fermes (au sens donné plus loin) une option (<i>l'option en cas d'attribution excédentaire</i>) que ceux-ci peuvent lever en totalité ou en partie en tout temps jusqu'à l'expiration d'un délai de 30 jours après la date de clôture du présent placement (le <i>placement</i>) pour acheter, au prix d'offre, jusqu'à 5 775 000 reçus de souscription additionnels pour couvrir les attributions excédentaires, le cas échéant. Voir la rubrique <i>Mode de placement</i> .
Prix :	26,00 \$ par reçu de souscription
Date de clôture :	Vers le 15 mars 2007 ou à toute date dont la société et les preneurs fermes peuvent convenir, mais de toute façon au plus tard le 18 avril 2007 (la <i>date de clôture</i>)
Blocage du produit :	Société de fiducie Computershare du Canada, en tant qu'agent de blocage (<i>l'agent de blocage</i>) détiendra le produit brut tiré de la vente des reçus de souscription (les <i>fonds bloqués</i>), qui sera investi dans des titres de créance à court terme portant intérêt ou à décote émis ou cautionnés par le gouvernement du Canada ou d'une province ou encore par une ou plusieurs des cinq plus grandes banques à charte canadiennes, à condition que, dans tous les cas, tout pareil titre de créance soit noté au moins R1 (moyen) par DBRS Limited ou ait une notation équivalente attribuée par un service de notation équivalent, avant que la société ne reçoive des autorités gouvernementales et de réglementation toutes les approbations requises pour finaliser son acquisition (<i>l'acquisition</i>) de toutes les actions émises et en circulation de Terasen Inc. (<i>Terasen</i>), filiale en propriété exclusive de Kinder Morgan, Inc. (<i>Kinder Morgan</i>), y compris celle de la British Columbia Utilities Commission (la <i>BCUC</i>) et que toutes les autres conditions subsistantes préalables à la clôture de l'acquisition qui sont détaillées dans la convention d'acquisition (au sens donné plus loin) (collectivement, les <i>conditions de déblocage</i>) soient respectées ou fassent l'objet d'une renonciation. Si les conditions de déblocage sont respectées avant 17 h (heure de Toronto) le 30 novembre 2007, la société signera et remettra immédiatement un avis de conformité et émettra et remettra à l'agent de blocage une action ordinaire pour chaque reçu de souscription alors en circulation (sous réserve de tout rajustement applicable). Les actions ordinaires pourront être livrées à compter du deuxième jour ouvrable suivant la remise de cet avis. Les porteurs de reçus de souscription recevront, sans le paiement d'une contrepartie additionnelle, une action ordinaire pour chaque reçu de souscription détenu, plus un montant égal aux dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la société, le cas échéant, pour lesquels les dates de référence sont tombées durant la période comprise entre la date de clôture (au sens donné plus loin) et la date d'émission des actions ordinaires à l'égard des reçus de souscription. Immédiatement lorsque les conditions de déblocage seront respectées et que l'avis exigé sera remis à l'agent de blocage, les fonds bloqués, ainsi que l'intérêt gagné sur ceux-ci et le revenu qui en découle, seront remis à Fortis. Si les conditions de déblocage ne sont pas respectées avant 17 h (heure de Toronto) le 30 novembre 2007 ou encore si la convention d'acquisition est résiliée auparavant (dans l'un ou l'autre cas, le <i>moment de résiliation</i>), les porteurs de reçus de souscription auront le droit, à compter du deuxième jour ouvrable suivant le moment de résiliation, de recevoir de l'agent de blocage un montant

correspondant au prix de souscription intégral s'y rapportant, plus leur quote-part de l'intérêt gagné sur cette somme ou du revenu qui en découle. Voir la rubrique *Modalités du placement*.

Emploi du produit :

Le produit du placement, après déduction de la rémunération payable à Marchés mondiaux CIBC Inc. (*MMCIBC*), à Scotia Capitaux (*Scotia Capitaux*), à Valeurs Mobilières TD Inc. (*Valeurs Mobilières TD*), à BMO Nesbitt Burns Inc. (*BMO Nesbitt Burns*), à RBC Dominion valeurs mobilières Inc. (*RBCDVM*), à Financière Banque Nationale Inc. (*Financière BN*), à La Corporation Canaccord Capital, à Valeurs mobilières Beacon Ltée et à Valeurs Mobilières HSBC (Canada) Inc. (*Valeurs Mobilières HSBC*) (collectivement, les *preneurs fermes*) et des frais du placement, qui sont évalués à 1 250 000 \$, et dans l'hypothèse où l'option en cas d'attribution excédentaire n'est pas levée, avec les fonds devant être avancés aux termes du financement de l'acquisition prévu par la société, sera affecté au financement de la tranche au comptant de la contrepartie globale payable pour l'acquisition. Si l'option en cas d'attribution excédentaire est intégralement levée, le produit estimatif du placement s'établira à 1 103 854 000 \$ (après déduction de la rémunération payable aux preneurs fermes et des frais du placement). Le produit brut tiré de la vente des reçus de souscription sera bloqué dans l'attente du respect des conditions de déblocage, censé avoir lieu au milieu de 2007. Voir les rubriques *Financement de l'acquisition*, *Modalités du placement* et *Emploi du produit*.

Reçus de souscription :

Chaque reçu de souscription permet au porteur de recevoir, sans le paiement d'une contrepartie additionnelle et moyennant le respect des conditions de déblocage, une action ordinaire, plus un montant correspondant aux dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la société, le cas échéant, pour lesquels les dates de référence sont tombées durant la période comprise entre la date de clôture et la date d'émission des actions ordinaires à l'égard des reçus de souscription. Si les conditions de déblocage ne sont pas respectées avant le moment de résiliation, la société remboursera aux porteurs de reçus de souscription un montant correspondant au prix de souscription intégral s'y rapportant, plus leur quote-part de l'intérêt gagné sur cette somme ou du revenu qui en découle. Voir la rubrique *Modalités du placement*.

Facteurs de risque :

Un placement dans les reçus de souscription et les actions ordinaires qui seront émises lors de l'échange de ces reçus de souscription comporte certains risques que les épargnants éventuels devraient étudier attentivement, dont la réglementation, la précision des prévisions, l'entretien de l'actif, les risques liés à l'exploitation, les conditions météorologiques et autres catastrophes naturelles, l'approvisionnement en gaz naturel et les prix s'y rapportant, le caractère saisonnier, les risques liés à Terasen Gas (Vancouver Island) Inc., l'obtention et le maintien des permis gouvernementaux, l'incidence de l'évolution de la conjoncture économique, la disponibilité des capitaux et des notations du crédit, l'exposition aux fluctuations des taux d'intérêt, le risque lié au crédit des contreparties, les responsabilités potentielles non divulguées qui sont associées à l'acquisition, la capacité de maintenir des relations de travail satisfaisantes, les questions concernant les assurances, l'environnement, les terres des Premières nations, les risques liés aux résultats d'exploitation et aux financements, la gestion de l'exploitation agrandie, la capacité de réaliser les avantages de l'acquisition, la structure des reçus de souscription et l'absence de marché existant pour la négociation des reçus de souscription. Voir la rubrique *Facteurs de risque*.

L'acquisition

Survol

Le 26 février 2007, Fortis a conclu une entente (la *convention d'acquisition*) avec 3211953 Nova Scotia Company et Kinder Morgan pour l'achat de toutes les actions émises et en circulation de Terasen moyennant une contrepartie globale de 3,7 milliards de dollars, y compris la prise en charge d'un montant approximatif de 2,3 milliards de dollars de la dette consolidée de Terasen. Terasen est une société de portefeuille dont le siège social est à Vancouver, en Colombie-Britannique, et qui exploite deux principaux types d'entreprises : la distribution de gaz naturel et le transport de pétrole. Avant la clôture de

l'acquisition, Kinder Morgan verra à ce que Terasen se départisse de son exploitation de transport de pétrole, ne laissant que l'entreprise de distribution de gaz naturel exploitée par Terasen Gas (au sens donné plus loin). Dans le cadre de ce désinvestissement, le 5 mars 2007, Kinder Morgan a annoncé qu'elle avait convenu de vendre le réseau pipeline Corridor, qui appartient à Terasen et dessert les sables bitumineux de l'Athabasca, à Inter Pipeline Fund.

La clôture de l'acquisition est assujettie à l'obtention des approbations requises, notamment des autorités de réglementation, y compris celle de la BCUC, et au respect de certaines conditions de clôture. La clôture de l'acquisition est censée avoir lieu au milieu de 2007. Voir la rubrique *Convention d'acquisition*.

Selon les renseignements financiers en date du 30 septembre 2006, après l'acquisition, l'actif total de Fortis augmentera d'environ 94 % pour passer à 8,9 milliards de dollars. Après l'acquisition, l'actif de la base tarifaire réglementée de Fortis augmentera à quelque 6,0 milliards de dollars, dont environ 93 % seront situés au Canada.

Kinder Morgan

Kinder Morgan est l'une des plus importantes sociétés de transport, de stockage et de distribution d'énergie en Amérique du Nord. Elle possède une participation dans des pipelines qui transportent surtout du gaz naturel, du pétrole brut, des produits du pétrole et du dioxyde de carbone sur environ de 65 000 kilomètres, ou en est l'exploitante, et sert plus de 1,1 million de clients de la distribution du gaz naturel en Colombie-Britannique, au Colorado, au Nebraska et au Wyoming. Kinder Morgan possède la participation du commandité de Kinder Morgan Energy Partners, L.P., une des plus importantes sociétés en commandite pipelinaires ouvertes aux États-Unis.

Le 30 novembre 2005, Kinder Morgan a conclu l'acquisition de Terasen (auparavant dénommée BC Gas Inc.). Le 19 mai 2006, Terasen a conclu la disposition de son entreprise d'approvisionnement en eau, de collecte des eaux usées et de services publics exploitée par Terasen Water and Utility Services Inc. à un consortium dirigé par CAI Capital Management Co.

Le 14 août 2006, Kinder Morgan a annoncé qu'elle vendait son exploitation de distribution au détail de gaz naturel servant des clients au Colorado, au Nebraska, au Wyoming et à Hermosillo, au Mexique, à GE Energy Financial Services. Le 19 décembre 2006, la direction de Kinder Morgan a reçu l'approbation des actionnaires concernant une offre de rachat de l'entreprise par la direction au montant de 22 milliards de dollars US, dirigée par Richard Kinder, président du conseil et chef de la direction de Kinder Morgan. Ce rachat de l'entreprise est en cours.

Terasen Gas

L'entreprise de distribution de gaz naturel de Terasen est exploitée par Terasen Gas Inc. (*TGI*), Terasen Gas (Vancouver Island) Inc. (*TGVI*) et Terasen Gas (Whistler) Inc. (*TGWI*). Terasen est également propriétaire d'une participation de 30 % dans CustomerWorks Limited Partnership (*CWP*). *CWP* est une entreprise de services partagés non réglementée en partenariat avec Enbridge Inc. qui offre des services de personne-ressource au service à la clientèle, de lecture des compteurs, de facturation, de soutien et de crédit et perception principalement à Terasen Gas (au sens donné plus loin) et à Enbridge Gas Distribution Inc. *CWP* impartit ces services à une société dont Accenture Inc. est propriétaire et exploitante. Dans le présent prospectus, *TGI*, *TGVI*, *TGWI* et *CWP* sont collectivement appelées *Terasen Gas*.

Terasen Gas est la principale entreprise de services publics de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique, servant les basses-terres continentales peuplées, l'île de Vancouver et l'intérieur méridional de la province. Comptant quelque 900 000 clients dans 125 localités, Terasen Gas fournit le service à plus de 95 % des clients du gaz en Colombie-Britannique. Terasen Gas est propriétaire et exploitante de pipelines de distribution de gaz naturel sur à peu près 44 100 kilomètres, ainsi que de pipelines de transport de gaz naturel sur à peu près 4 300 kilomètres. En date du 30 septembre 2006, Terasen Gas avait un actif total de 3,6 milliards de dollars, une base tarifaire globale de près de 3,0 milliards de dollars et environ 1 200 membres du personnel.

Justification de l'acquisition

L'entreprise exploitée par Terasen Gas est attrayante pour Fortis pour les raisons suivantes : (i) Terasen Gas augmentera considérablement le bénéfice de Fortis provenant des services publics réglementés et haussera immédiatement le bénéfice par action; (ii) l'entreprise réglementée de distribution de gaz de Terasen Gas sert de complément à l'entreprise réglementée de distribution d'électricité de Fortis; et (iii) le territoire de desserte de Terasen Gas connaît une forte croissance économique et englobe presque tout le territoire de desserte de FortisBC Inc.

Selon Fortis, les principaux avantages de l'acquisition sont les suivants :

- a) le prix d'achat représente environ 1,2 fois la base tarifaire approuvée de Terasen Gas pour 2007 et l'acquisition est censée augmenter immédiatement le bénéfice par action;

- b) l'acquisition augmentera l'actif de la base tarifaire réglementée et le bénéfice tiré des services publics de Fortis. Tout comme les services publics de distribution d'électricité de Fortis, Terasen Gas fait affaire en vertu d'une réglementation principalement liée au coût du service dans le cadre de laquelle un rendement approprié du capital est recouvré, outre les coûts d'exploitation et des marchandises engagés avec prudence;
- c) Terasen Gas est une concession de distribution de gaz attrayante dotée d'un bassin de clients bien diversifié, bien établi et surtout composé de résidences. L'acquisition est censée améliorer le profil de risque de Fortis en dotant celle-ci d'un portefeuille d'éléments d'actif plus varié sur le plan économique;
- d) après l'acquisition, Fortis sera la plus importante société de services publics de distribution de gaz et d'électricité appartenant aux investisseurs au Canada et aura des services publics réglementés de distribution d'électricité dans cinq provinces canadiennes et trois pays des Caraïbes, ainsi que des services publics réglementés de distribution de gaz en Colombie-Britannique. Après l'acquisition, une grande partie de l'entreprise de Fortis desservira les secteurs de l'Ouest canadien dont l'économie enregistre une forte croissance; et
- e) Fortis croit que l'entreprise réglementée de distribution de gaz de Terasen Gas est complémentaire aux compétences principales confirmées de la société dans le domaine de la gestion des services publics réglementés de distribution d'électricité. L'acquisition offre à la direction de Fortis l'occasion de déployer son expertise en matière de réglementation, d'exploitation et de gestion financière au bénéfice de services publics réglementés additionnels au Canada.

Voir les rubriques *Facteurs de risque – Réalisation des avantages découlant de l'acquisition* et *Remarque spéciale concernant les énoncés prospectifs*.

Approche de Fortis en matière de gestion de services publics

L'approche de Fortis en matière de gestion de services publics est fondée sur la création d'une valeur pour les clients qui se traduit en dernier ressort par une valeur à long terme pour les actionnaires. Fortis structure son entreprise en sociétés d'exploitation distinctes dans chaque territoire. Les équipes de direction locales ciblées ont accès à l'expérience et à l'expertise en matière de gestion de services publics de Fortis. L'équipe de la haute direction de Terasen Gaz, que Fortis prévoit conserver, ajoutera une expertise opérationnelle précieuse dans le domaine de la distribution du gaz naturel à l'expertise existante dans l'exploitation de la distribution d'électricité de Fortis. Cette approche permet aux directeurs locaux de forger des liens avec les clients et les autorités de réglementation et de demeurer à leur écoute. Fortis reconnaît que la réglementation représente un aspect clé de son entreprise principale et a élaboré une philosophie disciplinée et soucieuse des coûts en matière de placement de l'actif et d'exploitation qui tient compte de la réglementation.

La direction de Fortis possède une vaste expérience dans l'intégration des entreprises nouvellement acquises au sein du groupe de Fortis. En 2004, Fortis a acquis toutes les actions émises et en circulation de FortisBC Inc. (auparavant dénommée Aquila Networks Canada (British Columbia) Ltd.) et de FortisAlberta Inc. (auparavant dénommée Aquila Networks Canada (Alberta) Ltd.), et a réussi l'intégration de ces entreprises de services publics au sein du groupe de Fortis.

FORTIS

Fortis Inc. (*Fortis* ou la *société*) a été constituée sous la dénomination 81800 Canada Ltd. sous le régime de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* le 28 juin 1977. La société a été prorogée en vertu de la loi de Terre-Neuve intitulée *Corporations Act* le 28 août 1987, et le 12 octobre 1987, la société a modifié ses statuts pour changer sa dénomination pour *Fortis Inc.* L'adresse du siège social et établissement principal de l'entreprise de la société est 139 Water Street, The Fortis Building, bureau 1201, St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador) A1B 3T2.

Fortis est essentiellement une société de portefeuille internationale diversifiée du domaine des services publics d'électricité qui possède des filiales s'occupant principalement de distribution réglementée d'électricité. L'actif de services publics réglementé est constitué d'environ 86 % de l'actif d'exploitation total de la société, tandis que le reste est principalement constitué de l'actif de production d'électricité non réglementé, ainsi que d'investissements dans l'immobilier commercial et l'hôtellerie dont la propriété et l'exploitation relèvent de sa filiale non reliée aux services publics. Fortis est indirectement propriétaire de la totalité des actions ordinaires de FortisAlberta Inc. (*FortisAlberta*) (auparavant dénommée Aquila Networks Canada (Alberta) Ltd.) et de FortisBC Inc. (*FortisBC*) (auparavant dénommée Aquila Networks Canada (British Columbia) Ltd.). FortisAlberta est une entreprise réglementée de services publics d'électricité qui distribue l'électricité produite par d'autres intervenants du marché en Alberta. FortisBC est une entreprise réglementée de services publics d'électricité qui produit, transporte et distribue de l'électricité en Colombie-Britannique. Fortis détient aussi toutes les actions ordinaires de Newfoundland Power Inc. (*Newfoundland Power*) et, par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive Fortis Properties Corporation (*Fortis Properties*), elle détient toutes les actions ordinaires de Maritime Electric Company, Limited (*Maritime Electric*), qui sont les principaux distributeurs d'électricité dans les provinces de Terre-Neuve et de l'Île-du-Prince-Édouard, respectivement. De même, par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive FortisOntario Inc. (*FortisOntario*) et de ses filiales, Compagnie canadienne d'énergie Niagara (*CEN*) et Cornwall Street Railway, Light and Power Company, Limited (*Cornwall Electric*), Fortis distribue de l'électricité à des clients à Fort Erie, à Port Colborne, à Gananoque et à Cornwall, en Ontario.

L'actif réglementé de services publics d'électricité de la société dans les Caraïbes est constitué de sa propriété, par l'entremise de filiales en propriété exclusive, d'une participation de 70,1 % dans Belize Electricity Limited (*Belize Electricity*), le distributeur principal d'électricité au Belize, en Amérique centrale, et d'une participation d'environ 54 % dans Caribbean Utilities Company, Ltd. (*Caribbean Utilities*), l'unique fournisseur d'électricité de l'île Grand Caïman, dans les îles Caïman. Le 28 août 2006, Fortis a acquis, par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive, la totalité des actions en circulation de P.P.C. Limited (*PPC*) et d'Atlantic Equipment & Power (Turks and Caicos) Ltd. (*Atlantic*) (collectivement, *Fortis Turks and Caicos*), qui se chargent ensemble de produire et de distribuer de l'électricité à quelque 80 % des clients de l'électricité dans l'archipel Turks et Caicos.

Les activités non réglementées de production d'électricité de la société sont constituées de sa participation de 100 % dans Belize Electric Company Limited (*BECOL*), dans FortisUS Energy Corporation (*FortisUS Energy*), dans FortisOntario et dans l'actif non réglementé de production d'électricité de FortisBC et à Fortis Properties.

Fortis Properties est directement propriétaire d'une participation de 51 % dans la société de personnes Exploits River Hydro Partnership (la *société de personnes Exploits Partnership*). La société de personnes Exploits Partnership a été établie avec Abitibi-Consolidated Company of Canada (*Abitibi-Consolidated*), qui détient la participation restante de 49 %, pour la création d'une capacité additionnelle à la centrale hydroélectrique d'Abitibi-Consolidated à Grand Falls-Windsor et le réaménagement de la centrale hydroélectrique de la société forestière à Bishop's Falls, chacune à Terre-Neuve-et-Labrador. L'actif de Fortis Properties inclut également six petites centrales hydroélectriques dans l'est de l'Ontario dotées d'une capacité combinée de 8 mégawatts (*MW*).

BECOL est propriétaire et exploitante des centrales hydroélectriques Mollejon, de 25 MW, et Chalillo, de 7 MW, chacune située le long de la rivière Macal, au Belize. Par l'entremise de FortisUS Energy, filiale en propriété exclusive de Fortis Properties, la société est propriétaire et exploitante de quatre centrales de production hydroélectrique dans la partie supérieure de l'État de New York, dotées d'une capacité combinée totale d'environ 23 MW. FortisOntario est titulaire de droits d'utilisation de l'eau de 75 MW visant la centrale Rankine à Niagara Falls et est responsable de l'exploitation d'une centrale de cogénération alimentée au gaz de 5 MW qui fournit un chauffage à distance à 17 clients commerciaux de Cornwall. L'actif de la centrale Rankine a été dévalué après la fermeture temporaire de la centrale en raison de la mise en œuvre d'une convention d'échange d'eau et d'électricité (la *convention d'échange Niagara*) avec Ontario Power Generation Inc. (*OPGI*). La convention d'échange Niagara

prévoit la cession des droits d'utilisation de l'eau de FortisOntario sur la rivière Niagara à OPGI et facilite l'échange irrévocable de 75 MW d'approvisionnement en gros d'électricité à FortisOntario par OPGI jusqu'au 30 avril 2009, en contrepartie de l'engagement pris par FortisOntario de ne pas demander le renouvellement de ses droits d'utilisation de l'eau à cette date. Les activités non réglementées de production d'électricité de FortisBC sont constituées de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 16 MW de Walden, près de Lillooet (Colombie-Britannique).

Par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive, Fortis Properties, la société est propriétaire et exploitante d'hôtels dans sept provinces canadiennes et d'immeubles commerciaux dans les provinces canadiennes de l'Atlantique. Elle possède notamment 18 hôtels, qui comptent plus de 3 200 chambres, et environ 2,7 millions de pieds carrés de propriétés immobilières commerciales.

Services publics réglementés au Canada

FortisAlberta

Le 31 mai 2004, Fortis, par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive indirecte, a acquis la totalité des actions émises et en circulation de FortisAlberta. FortisAlberta distribue de l'électricité à environ 430 000 clients au moyen de lignes électriques totalisant quelque 104 000 kilomètres, et a répondu à une demande de pointe de 2 584 MW en 2006. FortisAlberta a pour activités la propriété et l'exploitation d'installations réglementées de distribution d'électricité qui distribuent l'électricité produite par d'autres intervenants du marché, depuis des sous-stations de transport à haute tension jusqu'aux clients utilisateurs dans le centre et le sud de l'Alberta. FortisAlberta n'exerce pas d'activités de production, de transport ou de vente directe d'électricité.

FortisBC

Le 31 mai 2004, Fortis, par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive indirecte, a acquis la totalité des actions émises et en circulation de FortisBC. FortisBC est une entreprise de services publics d'électricité intégrée et réglementée qui possède un réseau de biens de production, de transport et de distribution situé dans le sud intérieur de la Colombie-Britannique. FortisBC sert une combinaison diversifiée de clients regroupant plus de 152 000 clients, dont les clients résidentiels composent le plus important segment, et a répondu à une demande de pointe de 718 MW en 2006. FortisBC est propriétaire de quatre centrales hydroélectriques réglementées d'une puissance globale de 235 MW, qui fournissent environ 45 % des besoins en énergie de la société et 30 % de ses besoins en capacité. Le reste de l'approvisionnement en électricité de FortisBC est obtenu au moyen de contrats d'achat d'électricité à long terme et de contrats à court terme sur le marché. FortisBC offre des services non réglementés d'exploitation, d'entretien et de gestion de la centrale hydroélectrique de 450 MW de Waneta appartenant à Teck Cominco Metals Ltd., de la centrale hydroélectrique de 149 MW de Brilliant et de la centrale hydroélectrique de 185 MW d'Arrow Lakes, qui sont la propriété conjointe de Columbia Power Corporation et de Columbia Basin Trust, respectivement, et exploite le réseau de distribution dont la ville de Kelowna est propriétaire.

L'actif de FortisBC englobe l'entreprise de services publics d'électricité qui appartenait auparavant à Princeton Light and Power Company, Limited (*l'entreprise de services publics d'électricité de PLP*). L'entreprise de services publics d'électricité de PLP sert environ 3 500 clients, surtout à Princeton (Colombie-Britannique). L'entreprise de services publics d'électricité de PLP a été acquise par Fortis par l'entremise d'une filiale indirecte, le 31 mai 2005, et a été intégrée à FortisBC le 31 décembre 2006 par suite d'une restructuration interne.

Newfoundland Power

Fortis détient la totalité des actions ordinaires de Newfoundland Power. Newfoundland Power est une entreprise de services publics d'électricité qui exploite un réseau intégré de production, de transport et de distribution dans la partie insulaire de la province de Terre-Neuve-et-Labrador. Newfoundland Power sert environ 230 000 clients, soit environ 85 % des clients de l'électricité répartis dans la province, et répondait à une demande de pointe de 1 166 MW en 2006. À peu près 90 % de l'électricité que vend Newfoundland Power à ses clients sont achetés à Newfoundland and Labrador Hydro Corporation (*Newfoundland Hydro*). Newfoundland Power a une puissance génératrice installée de 136 MW, dont 92 MW sont de source hydroélectrique.

Maritime Electric

Par l'entremise de sa filiale, Fortis Properties, Fortis détient en propriété la totalité des actions ordinaires de Maritime Electric, le principal distributeur d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard. Maritime Electric alimente directement en électricité environ 71 000 clients, soit quelque 90 % des consommateurs d'électricité de l'île, et répondait à une demande de pointe de 216 MW en 2006. Maritime Electric achète la plus grande partie de l'électricité qu'elle distribue à ses clients à Société d'énergie du Nouveau-Brunswick et maintient dans l'île, à Charlottetown et à Borden-Carleton, des centrales électriques d'une capacité totale combinée de 150 MW.

FortisOntario

Les placements de la société dans les services publics réglementés en Ontario sont constitués de CCEN, qui regroupe les exploitations de Port Colborne Hydro et de Cornwall Electric, lesquelles sont toutes détenues en propriété par l'entremise de FortisOntario. Au total, les activités de distribution de FortisOntario servent quelque 52 000 clients des régions de Fort Erie, de Port Colborne, de Cornwall et de Gananoque, en Ontario, et répondaient à une demande de pointe globale de 233 MW en 2006. CCEN est propriétaire d'installations de transport internationales à Fort Erie, ainsi que d'une participation de 10 % dans Westario Power Holdings Inc. et dans Rideau St. Lawrence Holdings Inc., deux sociétés régionales de distribution d'électricité formées en 2000 qui servent ensemble plus de 27 000 clients.

Services publics réglementés aux Caraïbes

Belize Electricity

Fortis, par l'entremise de filiales en propriété exclusive, détient une participation de 70,1 % dans Belize Electricity. Belize Electricity est le principal distributeur d'électricité au Belize, en Amérique centrale. Belize Electricity sert directement quelque 71 000 clients au Belize et a répondu à une demande de pointe de 67 MW en 2006.

Caribbean Utilities

Par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive, Fortis détient une participation approximative de 54 % dans Caribbean Utilities, la seule entreprise de services publics d'électricité sur l'île Grand Caïman, aux îles Caïmans. Caribbean Utilities a le droit exclusif de produire, de distribuer, de transporter et de fournir l'électricité à l'île Grand Caïman, dans les îles Caïmans, aux termes d'un permis d'une durée de 25 ans. Le permis actuel demeure en vigueur jusqu'en janvier 2011 ou jusqu'à ce qu'il soit remplacé par un nouveau permis, aux termes d'une entente mutuelle entre Caribbean Utilities et le gouvernement des îles Caïmans. Les pourparlers au sujet de la reconduction du permis sont en cours. Caribbean Utilities sert actuellement plus de 22 000 clients, possède une puissance génératrice installée de 120 MW et a répondu à une demande de pointe de 87 MW en 2006.

Les actions ordinaires de catégorie A de Caribbean Utilities sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto (la Bourse TSX) sous le symbole *CUP.U*. Le placement de la société dans Caribbean Utilities résulte d'une série d'opérations conclues de mars 2000 à novembre 2006, par suite desquelles Fortis est propriétaire réel de 13 565 511 actions ordinaires de catégorie A en circulation, soit environ 54 % de ces actions. Voir la rubrique *Développements récents*.

Fortis Turks and Caicos

La société possède, par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive, toutes les actions en circulation de Fortis Turks and Caicos qui sert environ 7 700 clients, soit quelque 80 % des clients de l'électricité, dans les îles Turks et Caicos. Fortis Turks and Caicos est le principal distributeur d'électricité à Providenciales, à North Caicos et à Middle Caicos, aux termes d'un permis d'une durée de 50 ans expirant en 2037 et est le seul fournisseur d'électricité dans l'île South Caicos, aux termes d'un permis d'une durée de 50 ans expirant en 2036. Fortis Turks and Caicos a une puissance génératrice installée de quelque 35 MW et a répondu à une demande de pointe de 25 MW en 2006.

Fortis Turks and Caicos est réglementée en fonction de la méthode classique du rendement de la base tarifaire, qui prévoit un taux de rendement de 17,5 % sur des éléments d'actif déterminés d'une valeur approximative de 50 millions de dollars US.

Activités non réglementées – Production de Fortis

Ontario

L'actif de production non réglementé en Ontario comprend les activités de FortisOntario et de Fortis Properties. Les activités de Fortis Properties en Ontario sont constituées de six petites centrales hydroélectriques d'une capacité combinée d'environ 8 MW. L'actif de FortisOntario comprend des droits d'utilisation de l'eau de 75 MW rattachés à la centrale Rankine à Niagara Falls et à l'exploitation d'une centrale de cogénération alimentée au gaz de 5 MW, qui fournit un chauffage à distance à 17 clients commerciaux à Cornwall. L'actif de la centrale Rankine a été dévalué après la fermeture temporaire de la centrale en raison de la mise en œuvre de la convention d'échange Niagara. La convention d'échange Niagara cède à OPGI droits d'utilisation de l'eau de FortisOntario sur la rivière Niagara et facilite l'échange irrévocable de 75 MW d'approvisionnement en gros d'électricité à FortisOntario par OPGI jusqu'au 30 avril 2009, en contrepartie de l'engagement pris par FortisOntario de ne pas demander le renouvellement de ses droits d'utilisation de l'eau à cette date.

Belize

Les activités de production non réglementées au Belize sont exercées par l'entremise de BECOL, filiale en propriété exclusive indirecte de la société, aux termes d'une convention de franchise conclue avec le gouvernement du Belize. BECOL est propriétaire et exploitante de l'installation hydroélectrique Mollejon de 25 MW et de l'installation hydroélectrique Chalillo de 7 MW, qui est entrée en service le 15 novembre 2005. Les deux installations sont situées en bordure de la rivière Macal au Belize. Ces centrales peuvent avoir une capacité de production d'énergie annuelle moyenne d'environ 160 gigawattheures (GWh). BECOL vend la totalité de sa production à Belize Electricity aux termes d'une convention d'achat d'énergie de 50 ans qui expire en 2055.

Centre de Terre-Neuve

Les activités de production non réglementées dans le centre de Terre-Neuve sont exercées au moyen de la participation indirecte de 51 % de la société de personnes Exploits Partnership, la société de personnes avec Abitibi-Consolidated qui s'est chargée de la construction et de l'aménagement d'une capacité additionnelle à la centrale hydroélectrique d'Abitibi-Consolidated à Grand Falls-Windsor, dont elle assure l'exploitation, et qui a procédé au réaménagement de la centrale hydroélectrique de la société forestière à Bishop Falls, chacune située à Terre-Neuve-et-Labrador. La participation de 51 % dans le partenariat appartient à Fortis Properties. Abitibi-Consolidated continue d'utiliser une production annuelle historique d'environ 450 GWh, tandis que l'énergie additionnelle produite à partir des nouvelles installations, soit quelque 140 GWh, est vendue à Newfoundland Hydro dans le cadre d'une convention d'achat ferme d'énergie d'une durée de 30 ans qui expire en 2033, non assujettie à la réglementation.

Nord de l'État de New York

Les activités de production non réglementées dans le nord de l'État de New York sont exercées par l'entremise de FortisUS Energy, filiale en propriété exclusive indirecte de la société, qui est devenue une filiale directe de Fortis Properties le 1^{er} janvier 2005 par suite d'un transfert de sa filiale, Maritime Electric. Les activités de production dans le nord de l'État de New York comprennent l'exploitation de quatre centrales hydroélectriques d'une capacité de production combinée d'environ 23 MW. Ces centrales sont exploitées aux termes de permis de la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis.

Colombie-Britannique

Les activités de production non réglementées en Colombie-Britannique ont été acquises dans le cadre de l'acquisition de FortisBC en mai 2004. L'actif de production en Colombie-Britannique se compose de la centrale hydroélectrique de Walden. Cette centrale au fil de l'eau de 16 MW, qui est située près de Lillooet en

Colombie-Britannique, vend la totalité de sa production à British Columbia Hydro & Power Authority (*BC Hydro*) aux termes d'une convention d'achat d'électricité qui expire en 2013.

Activités non réglementées – Fortis Properties

Fortis est propriétaire de la totalité des actions émises et en circulation de Fortis Properties depuis sa création, en 1989. En plus de ses activités de production d'électricité non réglementées, Fortis Properties est propriétaire et exploitante d'hôtels dans sept provinces au Canada et d'immeubles commerciaux dans le Canada atlantique. Elle possède notamment 18 hôtels, qui comptent plus de 3 200 chambres, et environ 2,7 millions de pieds carrés de propriétés immobilières commerciales. Le 1^{er} novembre 2006, Fortis Properties a conclu l'achat de quatre hôtels situés en Alberta et en Colombie-Britannique auprès de Lodge Motel (Kelowna) Ltd. moyennant une somme approximative de 52 millions de dollars. Voir la rubrique *Développements récents*.

DÉVELOPPEMENTS RÉCENTS

Acquisition d'hôtels dans l'ouest du Canada

Le 1^{er} novembre 2006, Fortis Properties a conclu l'achat de quatre hôtels situés en Alberta et en Colombie-Britannique auprès de Lodge Motel (Kelowna) Ltd. moyennant une somme approximative de 52 millions de dollars. Elle a acquis les hôtels suivants : le Holiday Inn Express and Suites et le Best Western, chacun situé à Medicine Hat, en Alberta, le Ramada Hotel and Suites de Lethbridge, en Alberta, et le Holiday Inn Express de Kelowna, en Colombie-Britannique. Cette acquisition a accru de 454 chambres la capacité d'accueil des établissements de Fortis Properties.

Acquisition d'actions supplémentaires de Caribbean Utilities

Le 7 novembre 2006, Fortis a acquis au total 4 113 116 actions ordinaires de catégorie A en circulation de Caribbean Utilities, soit quelque 16 % de ces actions, auprès d'International Power et de quatre autres vendeurs membres du groupe d'International Power, moyennant 11,89 \$ US l'action dans le cadre d'une entente sous seing privé. Aux termes de cet achat, Fortis a pris le contrôle de Caribbean Utilities en augmentant sa propriété réelle à 13 565 511 actions ordinaires de catégorie A en circulation, ou environ 54 % de celles-ci. Par suite de l'acquisition du contrôle de Caribbean Utilities, Fortis consolide maintenant les résultats financiers de Caribbean Utilities dans les états financiers de Fortis. Immédiatement avant le 1^{er} novembre 2006, Fortis comptabilisait son investissement dans Caribbean Utilities à la valeur de consolidation, suivant laquelle Fortis ne constatait dans ses états des résultats consolidés que sa quote-part proportionnelle du bénéfice de Caribbean Utilities.

Placement privé de débentures convertibles

Le 7 novembre 2006, Fortis a émis, dans le cadre d'un placement privé, des débentures convertibles subordonnées non garanties d'un montant en capital global de 40 millions de dollars US (les *débentures*). Les débentures portent intérêt à un taux annuel de 5,5 % et viennent à échéance le 7 novembre 2016. Les débentures peuvent être rachetées par Fortis à leur valeur nominale à tout moment à compter du 7 novembre 2011 et peuvent être converties en actions ordinaires de Fortis (les *actions ordinaires*) au gré du porteur en tout temps avant leur échéance, à 29,11 \$ US l'action.

Réglementation

Durant le quatrième trimestre de 2006, le taux de rendement autorisé des actions ordinaires (*RAO*) pour les activités réglementées individuellement pour FortisBC, FortisAlberta et Newfoundland Power a été révisé par leurs autorités de réglementation respectives de chaque entreprise de services publics en fonction d'une formule de rajustement automatique. Les RAO autorisés de FortisAlberta, de FortisBC et de Newfoundland Power sont passés respectivement de 8,93 %, de 9,20 % et de 9,24 % à 8,51 %, à 8,77 % et à 8,60 % pour valoir en date du 1^{er} janvier 2007.

Le 5 décembre 2006, Newfoundland Power a reçu l'approbation de sa demande de report de coûts et d'amortissement pour 2007 qu'elle avait soumise au Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities. Cette ordonnance prévoyait une tranche de l'amortissement du solde des revenus non facturés

pour 2005 destinée à contrebalancer une augmentation des impôts en 2007, ainsi que le report à 2007 de la hausse de l'amortissement et des dépenses plus élevées au titre de l'énergie de remplacement. La récupération de ces sommes sera étudiée à l'occasion de la prochaine instance tarifaire générale de Newfoundland Power.

Durant le quatrième trimestre de 2006, la British Columbia Utilities Commission (la *BCUC*) a approuvé les plans d'immobilisations de FortisBC pour 2007 et 2008 au montant de 135,8 millions de dollars (avant les contributions des clients de 7,2 millions de dollars) et de 119,6 millions de dollars (avant les contributions des clients de 8,0 millions de dollars), respectivement, sous réserve d'un autre processus d'approbation pour certains projets. Plus tôt en 2006, une convention de règlement négocié, approuvée par l'Alberta Energy and Utilities Board et traitant de la demande de tarif d'accès à la distribution de FortisAlberta pour 2006/2007, incluait un programme de dépenses en immobilisations pour 2007 de 201 millions de dollars (avant les contributions des clients de 24 millions de dollars et y compris des contributions de 10 millions de dollars à l'Alberta Electric System Operator (*AESO*) destinées à être investies dans des installations de transport). Durant le quatrième trimestre, le plan d'immobilisations de FortisAlberta pour 2007 a été haussé à quelque 273 millions de dollars (avant les contributions des clients de 33 millions de dollars et y compris des contributions de 17 millions de dollars à l'AESO destinées à être investies dans des installations de transport), surtout par suite de la croissance du nombre de clients. L'augmentation du programme de dépenses en immobilisations de 2007 sera incluse dans la demande tarifaire de FortisAlberta pour 2008.

Émission de débetures par FortisAlberta

Le 3 janvier 2007, FortisAlberta a émis des débetures de premier rang non garanties portant intérêt au taux de 4,99 % par année, pour la somme en capital globale de 110 millions de dollars, payable semestriellement, qui viennent à échéance en janvier 2047.

Émission d'actions ordinaires par Fortis

Le 18 janvier 2007, Fortis a effectué un appel public à l'épargne visant 5 170 000 actions ordinaires au prix de 29,00 \$ l'action, contre un produit brut de 149 930 000 \$.

Dividende lors du deuxième trimestre

Le 8 février 2007, Fortis a annoncé que son conseil d'administration avait déclaré un dividende lors du deuxième trimestre au montant de 0,21 \$ l'action ordinaire payable le 1^{er} juin 2007 aux porteurs inscrits le 4 mai 2007. Ce dividende représente une augmentation de 10,5 % du dividende trimestriel sur les actions ordinaires de la société, soit la deuxième hausse en douze mois. Fortis a accru son dividende annuel versé pendant 34 années consécutives.

Résultats d'exploitation pour 2006

Le 8 février 2007, Fortis a diffusé un communiqué de presse annonçant ses résultats d'exploitation non vérifiés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, ainsi que les états financiers intermédiaires consolidés non vérifiés de la société et le rapport de gestion s'y rapportant pour les périodes de trois et de douze mois terminées le 31 décembre 2006.

Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires en 2006 s'est établi à 147,2 millions de dollars, en hausse de 7,4 % par rapport au bénéfice net de 137,1 millions de dollars en 2005. Le bénéfice par action ordinaire a totalisé 1,42 \$, en regard de 1,35 \$ en 2005. Le bénéfice en 2005 incluait un gain après impôt de 7,9 millions de dollars résultant du règlement des questions contractuelles entre FortisOntario et OPGI (le *règlement Ontario*). La croissance du bénéfice annuel a été principalement poussée par le rendement de FortisAlberta et de FortisBC, la production hydroélectrique au Belize, Fortis Properties, Belize Electricity et les contributions de l'entreprise récemment acquise Fortis Turks and Caicos.

Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires pour le quatrième trimestre de 2006 a atteint 33,9 millions de dollars, soit 0,33 \$ par action ordinaire, contre 22,3 millions de dollars, ou 0,22 \$ par action ordinaire, durant le quatrième trimestre de 2005. L'augmentation du bénéfice du quatrième trimestre a été poussée

par la croissance de FortisAlberta, la contribution de Fortis Turks and Caicos et un changement de la politique de constatation du revenu par Newfoundland Power en 2006.

Les services publics réglementés de Fortis au Canada ont contribué au bénéfice pour 112,7 millions de dollars en 2006, soit 7,9 millions de dollars de plus que le bénéfice de 104,8 millions de dollars lors du dernier exercice. La hausse s'explique surtout par le bénéfice provenant des investissements importants effectués par FortisAlberta et FortisBC dans l'infrastructure électrique ainsi que par une baisse des impôts sur le bénéfice des sociétés pour FortisAlberta.

En 2006, FortisAlberta et FortisBC ont continué d'entretenir, d'améliorer et d'élargir leurs réseaux d'électricité pour accommoder les nouveaux clients et d'accroître la stabilité du réseau, et elles ont investi globalement quelque 354 millions de dollars, avant les contributions des clients, dans des projets d'immobilisations, soit une hausse de 26 % par rapport à 2005. Les bases tarifaires de FortisAlberta et de FortisBC ont respectivement progressé d'environ 29 % et 36 % depuis que les services publics ont été acquis en mai 2004.

Les services publics réglementés de Fortis dans les Caraïbes qui sont constitués de Fortis Turks and Caicos, de Belize Electricity et de Caribbean Utilities, ont contribué au bénéfice pour 23,6 millions de dollars en 2006, soit 21,6 % de plus que le bénéfice de 19,4 millions de dollars en 2005. La croissance du bénéfice s'explique principalement par une contribution de 3,5 millions de dollars de Fortis Turks and Caicos, ainsi que par une amélioration du bénéfice de Belize Electricity résultant d'une réduction des frais financiers, de l'augmentation des ventes d'électricité et d'une hausse globale de 11 % des tarifs d'électricité en date du 1^{er} juillet 2005.

En 2006, l'exploitation de production non réglementée de Fortis a contribué au bénéfice pour 26,7 millions de dollars, comparativement à 29,6 millions de dollars lors du dernier exercice. À l'exclusion du gain après impôt découlant du règlement Ontario au montant de 7,9 millions de dollars en 2005, le bénéfice a été de 5,0 millions de dollars plus élevé que celui de l'exercice précédent. L'amélioration du rendement au Belize résultant de l'accroissement de la production hydroélectrique et d'une baisse des frais financiers a été partiellement neutralisée par le recul des prix moyens de vente en gros de l'énergie en Ontario. La production hydroélectrique au Belize a totalisé 178 GWh, soit plus de deux fois et demie le niveau de production en 2005 en raison de la première année complète d'exploitation de la centrale hydroélectrique et l'installation de stockage de Chalillo. Les ventes d'énergie en Ontario, qui sont demeurées relativement uniformes d'une année à l'autre à environ 700 GWh, ont été conclues moyennant un prix de vente en gros annuel moyen de l'énergie par mégawattheure de 46,38 \$, en regard de 68,49 \$ en 2005.

Fortis Properties a dégagé un bénéfice de 18,7 millions de dollars en 2006, soit 32,6 % de plus que le bénéfice de 14,1 millions de dollars constaté en 2005. La hausse du bénéfice résulte surtout d'un gain après impôt de 1,6 million de dollars réalisé lors de la vente de l'hôtel Days Inn Sydney, de la baisse des impôts sur le bénéfice des sociétés et de la croissance de l'exploitation hôtelière dans l'Ouest canadien.

L'ACQUISITION

Surviv

Le 26 février 2007, Fortis a conclu une entente (la *convention d'acquisition*) avec 3211953 Nova Scotia Company et Kinder Morgan Inc. (*Kinder Morgan*) pour l'achat (*l'acquisition*) de toutes les actions émises et en circulation de Terasen Inc. (*Terasen*) moyennant une contrepartie globale de 3,7 milliards de dollars, y compris la prise en charge d'un montant approximatif de 2,3 milliards de dollars de la dette consolidée de Terasen. Terasen est une société de portefeuille dont le siège social est à Vancouver, en Colombie-Britannique, et qui exploite deux principaux types d'entreprises : la distribution de gaz naturel et le transport de pétrole. Dans le cadre de ce désinvestissement, le 5 mars 2007, Kinder Morgan a annoncé qu'elle avait convenu de vendre le réseau pipeline Corridor, qui appartient à Terasen et dessert les sables bitumineux de l'Athabasca, à Inter Pipeline Fund.

Avant la clôture de l'acquisition, Kinder Morgan verra à ce que Terasen se départisse de son exploitation de transport de pétrole. La clôture de l'acquisition est assujettie à l'obtention des approbations requises, notamment des autorités de réglementation, y compris celle de la BCUC, et au respect de certaines conditions de clôture. La clôture de l'acquisition est censée avoir lieu au milieu de 2007. Voir la rubrique *Convention d'acquisition*.

Aux termes de la convention d'acquisition, Kinder Morgan ou la société peut choisir de mettre fin à la convention d'acquisition si l'acquisition n'est pas conclue avant le 30 novembre 2007. La société entend financer la tranche au comptant du prix d'achat de l'acquisition sur le produit net du présent placement (le *placement*) et sur les fonds devant être avancés dans le cadre d'un financement d'acquisition que la société obtiendra à cette fin. Voir les rubriques *Financement de l'acquisition*, *Emploi du produit* et *Convention d'acquisition*.

Selon les renseignements financiers en date du 30 septembre 2006, après l'acquisition, l'actif total de Fortis augmentera d'environ 94 % pour passer à 8,9 milliards de dollars. Après l'acquisition, l'actif de la base tarifaire réglementée de Fortis augmentera à quelque 6,0 milliards de dollars, dont environ 93 % seront situés au Canada.

Kinder Morgan

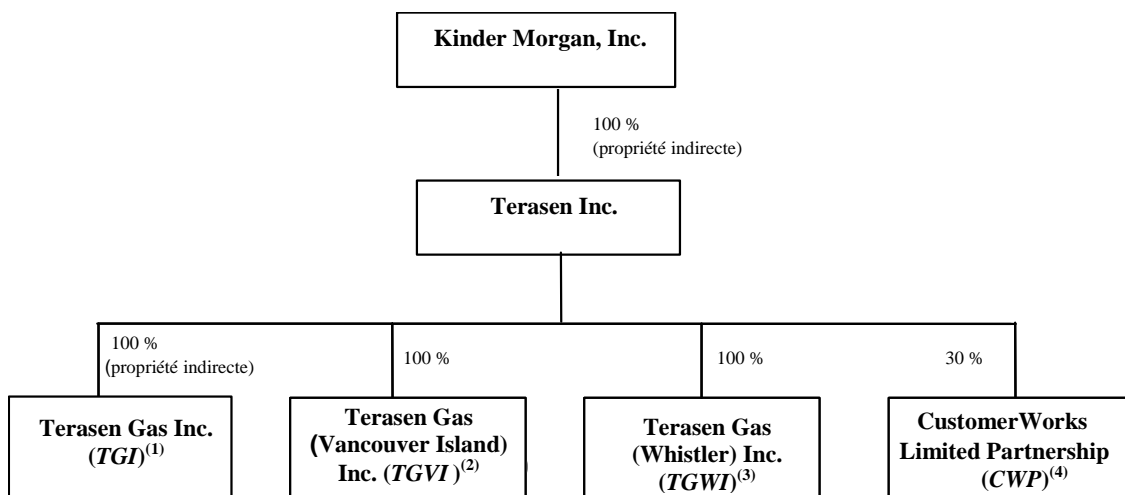
Kinder Morgan est l'une des plus importantes sociétés de transport, de stockage et de distribution d'énergie en Amérique du Nord. Elle possède une participation dans des pipelines qui transportent surtout du gaz naturel, du pétrole brut, des produits du pétrole et du dioxyde de carbone sur environ 65 000 kilomètres, ou en est l'exploitante, et sert plus de 1,1 million de clients de la distribution du gaz naturel en Colombie-Britannique, au Colorado, au Nebraska et au Wyoming. Kinder Morgan possède la participation du commandité de Kinder Morgan Energy Partners, L. P., l'une des plus importantes sociétés en commandite pipelinieres ouvertes aux États-Unis.

Le 30 novembre 2005, Kinder Morgan a conclu l'acquisition de Terasen (auparavant dénommée BC Gas Inc.). Le 19 mai 2006, Terasen a conclu la disposition de son entreprise d'approvisionnement en eau, de collecte des eaux usées et de services publics exploitée par Terasen Water and Utility Services Inc. à un consortium dirigé par CAI Capital Management Co.

Le 14 août 2006, Kinder Morgan a annoncé qu'elle vendait son entreprise de distribution au détail de gaz naturel servant des clients au Colorado, au Nebraska, au Wyoming et à Hermosillo, au Mexique, à GE Energy Financial Services. Le 19 décembre 2006, la direction de Kinder Morgan a reçu l'approbation des actionnaires concernant une offre de rachat de l'entreprise par la direction au montant de 22 milliards de dollars US dirigée par Richard Kinder, président du conseil et chef de la direction de Kinder Morgan. Ce rachat de l'entreprise est en cours.

Avant la clôture de l'acquisition, Kinder Morgan verra à ce que Terasen se départisse de son exploitation de transport de pétrole (la *réorganisation antérieure à la clôture*), ne laissant que l'entreprise de distribution de gaz naturel exploitée par Terasen Gas (au sens donné plus loin). Dans le cadre de la réorganisation antérieure à la clôture, le 5 mars 2007, Kinder Morgan a annoncé qu'elle avait convenu de vendre le réseau pipelinier Corridor, qui appartient à Terasen et dessert les sables bitumineux de l'Athabasca, à Inter Pipeline Fund. Aux termes de la convention d'acquisition, Fortis sera indemnisée à l'égard des réclamations relatives à la réorganisation antérieure à la clôture. Voir la rubrique *Convention d'acquisition – Indemnités*.

Le tableau suivant présente les principales filiales de Terasen après la réorganisation antérieure à la clôture.



-
- 1) Terasen Gas Inc. fournit des services de distribution de gaz à environ 734 000 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 85 000 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 2 350 clients résidentiels et commerciaux.
 - 4) CustomerWorks Limited Partnership est une entreprise de services partagés non réglementée 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.

Terasen Gas

L'entreprise de distribution de gaz naturel de Terasen est exploitée par Terasen Gas Inc. (*TGI*), Terasen Gas (Vancouver Island) Inc. (*TGVI*) et Terasen Gas (Whistler) Inc. (*TGWI*). Terasen est également propriétaire d'une participation de 30 % dans CustomerWorks Limited Partnership (*CWP*). *CWP* est une entreprise de services partagés non réglementée en partenariat avec Enbridge Inc. (*Enbridge*) qui fournit des services de personne-ressource au service à la clientèle, de lecture des compteurs, de facturation, de soutien, de crédit et de perception principalement à Terasen Gas (au sens donné plus loin) et à Enbridge Gas Distribution Inc. (*Enbridge Gas*). *CWP* impartit ces services à une société dont Accenture Inc. (*Accenture*) est propriétaire et exploitante. Dans le présent prospectus, *TGI*, *TGVI*, *TGWI* et *CWP* sont collectivement appelées *Terasen Gas*.

Terasen Gas est la principale entreprise de services publics de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique, servant les basses-terres continentales populeuses, l'île de Vancouver et l'intérieur sud de la province. Comptant quelque 900 000 clients dans 125 localités, Terasen Gas fournit le service à plus de 95 % des clients du gaz en Colombie-Britannique. Terasen Gas est propriétaire et exploitante de pipelines de distribution de gaz naturel sur environ 44 100 kilomètres, ainsi que de pipelines de transport de gaz naturel sur quelque 4 300 kilomètres. En date du 30 septembre 2006, Terasen Gas avait un actif global de 3,6 milliards de dollars, une base tarifaire totale de près de 3,0 milliards de dollars et environ 1 200 membres du personnel.

Justification de l'acquisition

L'entreprise exploitée par Terasen Gas est attrayante pour Fortis pour les raisons suivantes : (i) Terasen Gas augmentera considérablement le bénéfice de Fortis provenant de services publics réglementés et haussera immédiatement le bénéfice par action; (ii) l'entreprise réglementée de distribution de gaz de Terasen Gas sert de complément à l'entreprise réglementée de distribution d'électricité de Fortis; et (iii) le territoire de desserte de Terasen Gas connaît une forte croissance économique et englobe presque tout le territoire de desserte de FortisBC.

Selon Fortis, les principaux avantages de l'acquisition sont les suivants :

- a) le prix d'achat représente environ 1,2 fois la base tarifaire approuvée de Terasen Gas pour 2007 et l'acquisition est censée augmenter immédiatement le bénéfice par action;
- b) l'acquisition augmentera l'actif de la base tarifaire réglementée et le bénéfice tiré des services publics de Fortis. Tout comme les services publics de distribution d'électricité de Fortis, Terasen Gas fait affaire en vertu d'une réglementation principalement liée au coût du service dans le cadre de laquelle le rendement approprié du capital est recouvré, outre les coûts d'exploitation et des marchandises engagés avec prudence;
- c) Terasen Gas est une concession de distribution de gaz attrayante dotée d'un bassin de clients bien diversifié, bien établi et surtout composé de résidences. L'acquisition est censée améliorer le profil de risque de Fortis en dotant celle-ci d'un portefeuille d'éléments d'actif plus varié sur le plan économique;

- d) après l'acquisition, Fortis sera la plus importante société de services publics de distribution de gaz et d'électricité appartenant aux investisseurs au Canada et aura des services publics réglementés de distribution d'électricité dans cinq provinces canadiennes et trois pays des Caraïbes, ainsi que des services publics réglementés de distribution de gaz en Colombie-Britannique. Après l'acquisition, une grande partie de l'entreprise de Fortis desservira les secteurs de l'Ouest canadien dont l'économie enregistre une forte croissance; et
- e) Fortis croit que l'entreprise réglementée de distribution de gaz de Terasen Gas est complémentaire aux compétences principales confirmées de la société dans le domaine de la gestion des services publics réglementés de distribution d'électricité. L'acquisition offre à la direction de Fortis l'occasion de déployer son expertise en matière de réglementation, d'exploitation et de gestion financière au bénéfice de services publics réglementés additionnels au Canada.

Voir les rubriques *Facteurs de risque – Réalisation des avantages découlant de l'acquisition* et *Remarque spéciale concernant les énoncés prospectifs*.

Approche de Fortis en matière de gestion de services publics

L'approche de Fortis en matière de gestion de services publics est fondée sur la création d'une valeur pour les clients qui se traduit en dernier ressort par une valeur à long terme pour les actionnaires. Fortis structure ses activités en tant qu'entreprises en exploitation distinctes dans chaque territoire. Les équipes de direction locale ciblées bénéficient de l'accès à l'expérience et à l'expertise en matière de gestion de services publics de Fortis. L'équipe de haute direction de Terasen Gas, que Fortis prévoit conserver, ajoutera une expertise précieuse en matière d'exploitation dans le domaine de la distribution du gaz naturel à l'expertise existante dans l'exploitation de la distribution d'électricité de Fortis. Cette approche permet aux directeurs locaux de forger des liens avec les clients et les autorités de réglementation et d'être à leur écoute. Fortis reconnaît que la réglementation représente un aspect clé de son entreprise principale et a élaboré une philosophie disciplinée et soucieuse des coûts en matière de placement de l'actif et de l'exploitation qui tient compte de la réglementation.

La direction de Fortis possède une expérience élaborée dans l'intégration des entreprises nouvellement acquises au sein du groupe de Fortis. En 2004, Fortis a acquis toutes les actions émises et en circulation de FortisBC (auparavant dénommée Aquila Networks Canada (British Columbia) Ltd.) et de FortisAlberta (auparavant dénommée Aquila Networks Canada (Alberta) Ltd.), et a réussi l'intégration de ces entreprises de services publics au sein du groupe de Fortis.

LES ENTREPRISES ACQUISES

La description de Terasen Gas contenue dans le prospectus est fondée sur les renseignements disponibles au public déposés par Terasen, TGI et Kinder Morgan, ainsi que sur les renseignements fournis par Kinder Morgan dans le cadre de la convention d'acquisition. Après avoir effectué ses recherches concernant l'achat, Fortis croit ces renseignements exacts en tous points importants.

Terasen Inc.

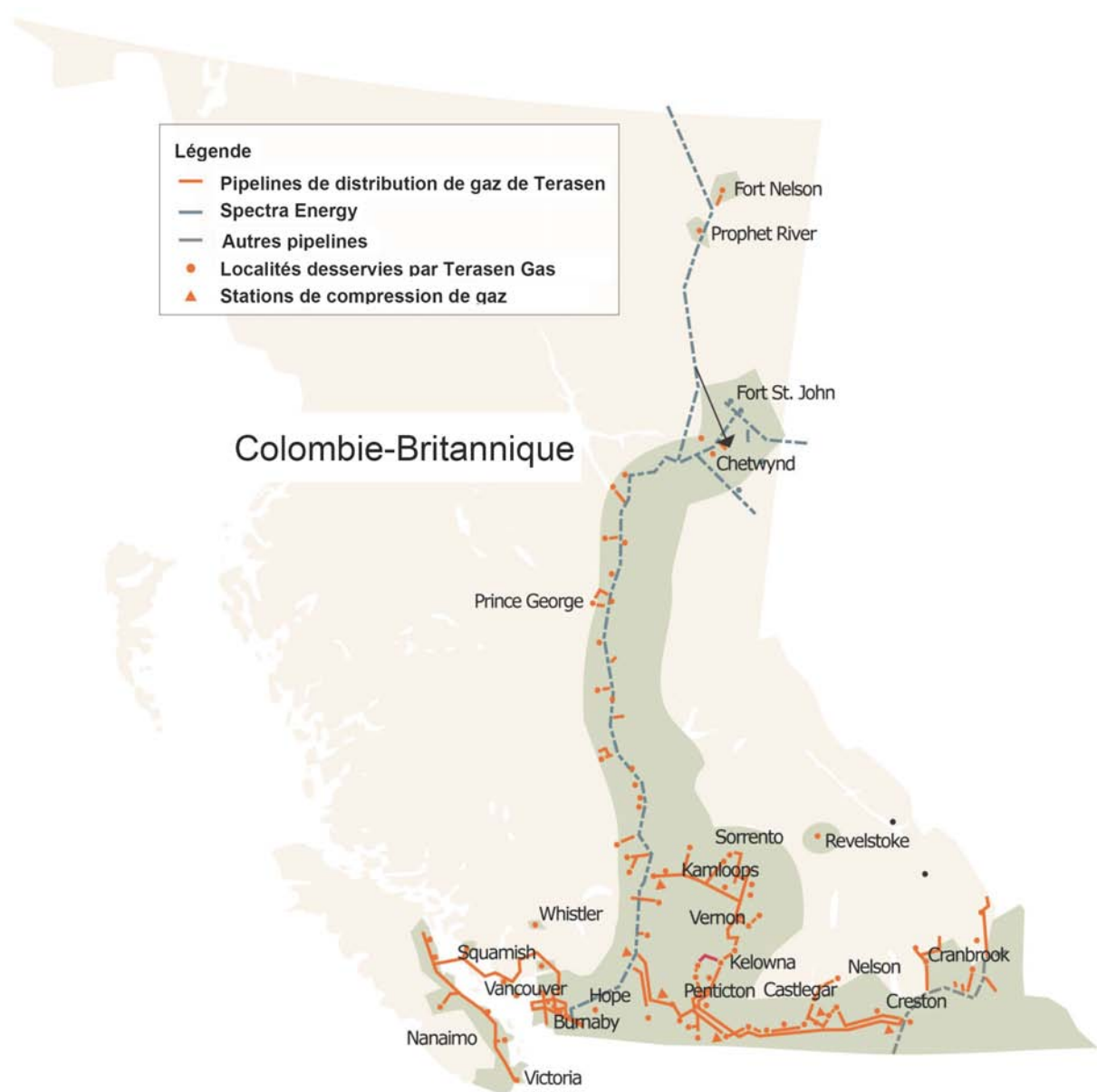
Terasen est une société de portefeuille dont le siège social se trouve à Vancouver, en Colombie-Britannique, et qui exploite deux principaux types d'entreprises : la distribution de gaz naturel et le transport de pétrole. Avant la clôture de l'acquisition, Kinder Morgan verra à ce que Terasen se départisse de son exploitation de transport de pétrole. L'entreprise de distribution de gaz naturel de Terasen relève de TGI, de TGVI et de TGWI. Terasen est également propriétaire d'une participation de 30 % dans CWP, une entreprise de services partagés non réglementés en partenariat avec Enbridge qui fournit des services de personne-ressource au service à la clientèle, de lecture des compteurs, de facturation, de soutien et de crédit et de perception principalement à Terasen Gas et à Enbridge Gas. CWP impartit ces services à une société dont Accenture est propriétaire et exploitante. Terasen a un effectif d'environ 20 personnes s'occupant surtout des finances, de la fiscalité et des questions d'ordre juridique.

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. 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 2005 et 2004 et le rapport de gestion s’y rapportant, ainsi que les états financiers consolidés non vérifiés de Terasen pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2006 et le rapport de gestion s’y rapportant, qui sont inclus dans le présent prospectus.

Territoire de desserte de Terasen Gas

Terasen Gas est l’une des plus importantes entreprises de distribution de gaz naturel au Canada. Comptant quelque 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 est l'une des plus importantes sociétés de distribution de gaz naturel au Canada. TGI fournit des services à plus de 100 localités et dessert un territoire dont la population est évaluée à environ 4 000 000 de personnes. En date du 30 septembre 2006, TGI et ses filiales avaient transporté et distribué du gaz naturel à environ 734 000 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 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.

Dès le début de 2006, 16 000 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 *Terasen Gas Inc. – Dégroupement* ci-dessous.

Parmi les clients industriels de TGI, 158 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 % du débit total 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 137 pétajoules (PJ) de charge maximum et d'approvisionnement saisonnier, desquels 120 PJ sont livrés par le réseau Spectra Energy Gas Transmission (le *réseau pipeline Spectra*) et 17 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. La durée de la plupart des contrats d'approvisionnement actuels est de un à deux ans, 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 des 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 et (iv) d'équilibrer l'offre et la demande quotidiennes sur le réseau de distribution. Les biens et les contrats relatifs à l'écrêtement des pointes et au stockage de TGI pour 2006 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 600 TJ sur une base combinée.

Dégrouperment

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^{er} 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 78 000 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'aura 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 pipeline Spectra près de Huntingdon, en Colombie-Britannique. Ce réseau de transport approvisionne également TGVI 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 pipeline 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 TGVI, qui transportent du gaz naturel depuis le réseau pipeline Spectra ou le réseau de TransCanada sur le réseau de TGI jusqu'aux propres installations des clients.

Les tarifs de transport sur le réseau pipeline 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 30 septembre 2006, TGI possédait des pipelines de transport de gaz naturel sur environ 3 700 kilomètres et des pipelines de distribution de gaz naturel sur quelque 41 000 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 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 de concession sont comprises entre 10 ans et 21 ans.

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 2005, TGI avait conclu de tels arrangements ayant une valeur totale de 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

TGI emploie environ 1 100 personnes. Son personnel syndiqué est représenté par le Syndicat des employés professionnels et de bureau international (*SEPMI*) et par la Fraternité internationale des ouvriers en électricité (*FIOE*) aux termes de conventions collectives qui viennent à échéance respectivement les 31 mars 2007 et 31 mars 2011.

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 de reporter le paiement de 10 millions de dollars dans l'attente du règlement de son opposition à la cotisation.

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 est une concession en voie de développement que vient appuyer la convention du pipeline de gaz naturel sur l'île de Vancouver, tel qu'il est commenté plus en détail ci-dessous.

TGVI est 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 85 000 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 2005, TGVI a livré environ 33,6 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 20 %. 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 30 septembre 2006, TGVI avait des titres de catégorie B émis et en circulation pour environ 42 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^{er} 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 jour en 2005. En 2006, le volume quotidien maximum est passé à 12,5 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 à compter du 1^{er} janvier 2007.

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 liquéfié 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 TGVI 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, TGVI 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. En date du 1^{er} novembre 2005, TGVI avait des contrats d'approvisionnement à charge minimum visant un total de 12,5 TJ par jour livrés à l'aide du réseau pipeline Spectra. TGVI a également acheté environ 31,8 TJ par jour d'approvisionnement saisonnier pour répondre aux charges plus élevées durant les mois d'hiver de décembre 2005 à février 2006.

TGVI conserve des contrats de stockage avec Unocal Canada Limited à l'installation de stockage de Aitken Creek dans le nord de la Colombie-Britannique, et avec Northwest Natural Gas Company à l'installation de stockage de Mist située dans l'Oregon. En date du 14 mars 2006, le contrat de stockage de TGVI à l'installation de Aitken Creek visait une capacité de 2,1 PJ et une capacité de livraison quotidienne de 13,6 TJ, et celui de l'installation de Mist visait une capacité de 0,69 PJ et une capacité de livraison quotidienne de 26,4 TJ. En date du 14 mars 2006, TGVI avait également accès à une quantité estimative de 21,1 TJ de capacité de livraison quotidienne de pointe provenant de divers arrangements d'approvisionnement de pointe.

Programme d'immobilisations

Les projets d'immobilisations de TGVI 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 TGVI 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, TGVI et TGWI ont reçu l'approbation finale de la BCUC pour offrir les services du gaz naturel à Whistler. Selon les arrangements proposés, TGVI 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 TGVI 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

TGVI a un effectif d'environ 105 personnes. 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 2 350 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 100 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 16,5 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^{er} 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. Durant la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006, TGI a payé environ 33,1 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 réglementer 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. Bien que TGVI soit également réglementée par la BCUC, des renseignements de réglementation similaires à son sujet ne sont pas disponibles dans les documents déposés auprès de la BCUC que le public peut consulter.

	Valeurs réglementées				
	2007⁽¹⁾	2006	2005	2004	2003
TGI					
Base tarifaire (en milliers de dollars)	2 474	2 506	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
TGVI					
Base tarifaire (en milliers de dollars)	482	470	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^{er} 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.

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 148,8 millions de dollars en date du 30 septembre 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 recouvert 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^{er} 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.

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.

	RAO gagné par TGI et bénéfices partagés grâce à la TFR		
	2006⁽¹⁾	2005	2004
RAO autorisé (%).....	8,80	9,03	9,15
RAO gagné (%).....	10,10	10,78	9,34
Quote-part des clients (avant impôt) (en millions de dollars).....	8,2	10,5	1,1

1) Selon les prévisions faisant partie des besoins en revenus pour 2007 déposées par TGI.

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^{er} 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 9,53 % pour 2005 contre 9,65 % pour 2004. Le RAO de TGVI pour 2006 est de 9,50 %, et la composante réputée fixée en capitaux propres de sa structure du capital pour 2006 s'établit à 40 %. Le RAO autorisé pour 2007 à l'intention de TGVI a été établi à 9,07 %.

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 6,9 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^{er} 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.

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^{er} 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^{er} 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 débentures 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 débentures 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-débentures 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^{er} 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 30 septembre 2006, 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 bénéficiaire 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 de Terasen, de TGI et de TGVI en date du 30 septembre 2006.

<i>(en millions de dollars)</i>	Terasen	TGI	TGVI	Total
Facilités de crédit totales	450	500	370	1 320
Facilités de crédit utilisées Emprunts	176	207	284	667
Lettres de crédit en cours.....	73	43,6	—	116,6
Facilités de crédit disponibles.....	201	249,4	86	536,4

CONVENTION D'ACQUISITION

Fortis a conclu la convention d'acquisition en date du 26 février 2007 avec 3211953 Nova Scotia Company (3211953) et Kinder Morgan pour l'achat de la totalité des actions émises et en circulation de Terasen. La convention d'acquisition prévoit qu'avant la clôture de l'acquisition, Kinder Morgan transférera à 3211953 toutes les actions émises et en circulation de Terasen dont elle est actuellement propriétaire. Dans la présente section du prospectus, le *vendeur* s'entend de Kinder Morgan avant ce transfert, et de 3211953 lorsque ce transfert sera effectué. L'acquisition n'est pas une opération avec une personne informée ou un membre du groupe de Fortis ou une personne lui étant liée (au sens de ces expressions dans le *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue*).

Prix d'achat

Le prix d'achat prévu par la convention d'acquisition s'élève à 3,7 milliards de dollars, y compris la prise en charge d'un montant approximatif de 2,3 milliards de dollars de la dette consolidée de Terasen et le solde au comptant. La tranche au comptant du prix d'achat (le *prix d'achat au comptant*) sera égale à 1,801 milliard de dollars, moins la dette non consolidée de Terasen en cours à la clôture de l'acquisition, qui, selon la direction de Fortis, devrait s'élever à au moins 450 millions de dollars.

Déclarations et garanties

Aux termes de la convention d'acquisition, le vendeur et Fortis ont fait diverses déclarations et donné diverses garanties. Les déclarations et les garanties du vendeur concernent, entre autres choses, la constitution et le statut, la structure du capital, le titre, l'autorisation de conclure la convention d'acquisition et l'absence de conflit, les consentements et les approbations, l'absence de cas de défaut au titre des documents constitutifs ou de conventions importantes, l'absence de certains changements ou événements importants depuis le 31 décembre 2006, les questions concernant la main-d'œuvre, les prestations de retraite et les avantages à l'intention du personnel, les titres, les dépôts effectués auprès des autorités de réglementation, les rapports et les états financiers, la conformité avec les lois, la possession des permis, les restrictions sur les activités commerciales, les poursuites judiciaires ou les

instances de réglementation, les contrats importants, les questions fiscales, la propriété intellectuelle, les livres et registres, l'environnement, les assurances, les frais de courtage, les contrôles de gestion et l'absence d'activités aux États-Unis. Les déclarations et garanties de Fortis concernent, entre autres choses, la constitution et le statut, l'autorisation de conclure la convention d'acquisition et l'absence de conflit, les consentements et les approbations, la disponibilité du financement, les poursuites judiciaires, le fait qu'elle n'a connaissance d'aucune violation des déclarations ou garanties ou de l'information du vendeur, les frais de courtage, la nature du placement et une enquête indépendante.

Engagements

Le vendeur et Fortis ont pris des engagements concernant la clôture de l'acquisition et des questions connexes. Plus particulièrement, le vendeur a pris les engagements suivants pour la période s'écoulant entre la date de la convention d'acquisition et la clôture :

- a) Poursuite des activités. Terasen et Terasen Gas exerceront leur entreprise dans le cours habituel et normal, d'une manière compatible avec la pratique passée, maintiendront les propriétés et les biens importants en bon état et déploieront des efforts raisonnables sur le plan commercial pour préserver les organisations commerciales, les membres de la direction, le personnel, les clients et les fournisseurs actuels;
- b) Dividendes. Terasen et Terasen Gas ne déclareront ni ne paieront aucun dividende sur le capital-actions, sauf pour les dividendes (i) versés à Terasen par TGI ou par TGVI, jusqu'à concurrence d'un montant tel qu'immédiatement compte tenu de ce paiement, TGI ou TGVI, selon le cas, aura un ratio des actions ordinaires par rapport au capital total d'au moins 35 % et 40 %, respectivement, et (ii) versés par Terasen jusqu'à concurrence du montant total des dividendes qu'elle a reçus de TGI ou de TGVI, sans toutefois excéder ce montant total;
- c) Dépenses en immobilisations. Terasen et Terasen Gas n'effectueront ni ne s'engageront à effectuer des dépenses en immobilisations excédant 5 millions de dollars, sauf pour (i) remplacer ou réparer des installations endommagées ou détruites, (ii) les dépenses en immobilisations prévues au budget, (iii) les dépenses approuvées par la BCUC ou (iv) les dépenses exigées par la loi;
- d) Personnel et avantages. Terasen et Terasen Gas n'augmenteront pas la rémunération ni les avantages du personnel, sauf s'il s'agit d'augmentations négligeables pour les personnes qui ne sont pas membres de la direction ni administrateurs et qui sont effectuées dans le cours normal des activités et d'une manière compatible avec la pratique passée;
- e) Tarifs. Sous réserve des lois applicables, Terasen et Terasen Gas ne mettront en application aucun changement dans les tarifs ou les frais (sauf les changements aux termes des tarifs, des barèmes tarifaires ou des arrangements de tarification axée sur le rendement qui existent déjà et qui ont été autorisés par la BCUC), les normes de service ou la comptabilité, ni ne signeront une entente s'y rapportant qui, selon toute attente raisonnable, pourrait diminuer considérablement les revenus de l'unité commerciale qui instaure le changement;
- f) Emprunts. Terasen et Terasen Gas n'engageront aucune dette autrement que dans le cours normal des affaires et sous réserve des exceptions précisées dans la convention d'acquisition;
- g) Réorganisation antérieure à la clôture. Terasen mènera à bien la restructuration antérieure à la clôture avant la clôture; et
- h) Libération des cautionnements. Le vendeur verra à ce que Terasen et Terasen Gas soient libérées de toutes leurs obligations aux termes de certains cautionnements de Terasen et de Terasen Gas au bénéfice de l'entreprise de transport de pétrole de Terasen.

En outre, le vendeur et Fortis se sont engagés à déployer les efforts raisonnables nécessaires pour obtenir l'ensemble des autorisations, des consentements, des ordonnances et des approbations d'importance et pour déposer

tous les documents requis auprès des autorités gouvernementales compétentes, tel que le prévoit la convention d'acquisition.

Indemnisations

Aux termes de la convention d'acquisition, 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.

Conditions préalables à la clôture

La convention d'acquisition prévoit que l'obligation de Fortis ou du vendeur de mener à bien l'acquisition est assujettie au respect de diverses conditions, à chacune desquelles cette partie peut renoncer, notamment les suivantes :

- a) Exactitude des déclarations et des garanties. Les déclarations et les garanties de l'autre partie aux termes de la convention d'acquisition sont véridiques et exactes à la date de la convention d'acquisition et à la date de clôture (exception faite des déclarations et des garanties données à une date antérieure, qui doivent avoir été véridiques et exactes à cette date antérieure), sauf lorsque le fait que ces déclarations et garanties ne soient pas véridiques et exactes n'aurait pas, selon toute attente raisonnable, individuellement ou globalement, une incidence défavorable importante sur l'autre partie. Dans la convention d'acquisition, une incidence défavorable importante s'entend d'un changement défavorable et important au titre, de la situation (notamment financière), des résultats d'exploitation ou de l'entreprise de l'une ou l'autre des parties qui est important pour cette partie et ses filiales, dans leur ensemble, ou dans le cas du vendeur, qui est important pour Terasen et Terasen Gas, considérées ensemble;
- b) Exécution des engagements. L'autre partie a exécuté et respecté, à tous égards importants, ses engagements et ententes d'importance prévus dans la convention d'acquisition;
- c) Poursuites judiciaires. Il ne doit exister aucun décret, injonction ou décision qui empêcherait l'acquisition ou la rendrait autrement illégale;

- d) Consentements et approbations. Chaque partie a reçu les consentements et approbations qu'elle doit obtenir, aux termes de la convention d'acquisition, auprès des autorités gouvernementales et des autorités de réglementation. Les approbations des autorités de réglementation qui doivent être obtenues avant la clôture de l'acquisition comprennent :
- i) l'approbation par la BCUC du transfert des actions de Terasen à Fortis ou à une filiale de Fortis en vertu de la loi de la Colombie-Britannique intitulée *Utilities Commission Act*; et
 - ii) le déclenchement de l'un des événements suivants : (i) un certificat de décision préalable a été délivré à l'égard de l'acquisition aux termes de l'article 102 de la *Loi sur la concurrence* (Canada) (la *Loi sur la concurrence*); (ii) les parties ont reçu un avis écrit indiquant que le commissaire a conclu qu'il n'existe pas de motif suffisant lui permettant d'entreprendre des procédures devant le Tribunal de la concurrence pour contester l'acquisition en vertu des dispositions de la Loi sur la concurrence; ou (iii) l'expiration de la période d'attente prévue à l'article 123 de la Loi sur la concurrence.
- e) Réorganisation antérieure à la clôture. La réorganisation antérieure à la clôture a été menée à bonne fin.

Résiliation

La convention d'acquisition peut être résiliée par Fortis ou le vendeur à tout moment avant la clôture dans certaines circonstances, dont les suivantes :

- a) sur entente mutuelle de Fortis et du vendeur;
- b) si l'autre partie n'a pas respecté la condition exigeant que ses déclarations et garanties aux termes de la convention d'acquisition soient véridiques et exactes et l'obligeant à exécuter à tous égards importants les engagements et ententes d'importance qu'elle devait exécuter avant la date de clôture, et la partie qui demande la résiliation n'a pas renoncé à cette condition à la date de clôture ou auparavant;
- c) si une autorité gouvernementale prononce une ordonnance ou une injonction définitive limitant ou empêchant l'acquisition;
- d) si, avant la clôture, l'autre partie fournit des renseignements supplémentaires divulguant des faits qui constitueraient une violation des déclarations et garanties de cette autre partie aux termes de la convention d'acquisition et qu'une telle violation aurait une incidence défavorable importante sur la partie qui désire mettre fin à la convention d'acquisition, dans l'éventualité où l'avis de résiliation est remis dans les 10 jours suivant la réception des renseignements pertinents; ou
- e) si la clôture n'a pas eu lieu au plus tard le 30 novembre 2007, sauf si cette absence de clôture à cette date résulte du fait que la partie qui désire mettre fin à la convention d'acquisition n'a pas respecté ses obligations aux termes de celle-ci.

Cautionnement de Kinder Morgan

Conformément à la convention d'acquisition, Kinder Morgan a irrévocablement et inconditionnellement cautionné l'exécution entière et complète, par 3211953, de toutes les obligations de cette dernière dans le cadre de la convention d'acquisition, ce cautionnement devant être en vigueur lors du transfert à 3211953, par Kinder Morgan, de toutes les actions émises et en circulation de Terasen avant la clôture de l'acquisition.

FINANCEMENT DE L'ACQUISITION

Dans le but de financer l'acquisition, le 26 février 2007, Fortis a obtenu une lettre d'engagement de la Banque Canadienne Impériale de Commerce prévoyant des facilités de crédit à terme non renouvelables de 1,425 milliard de dollars en faveur de Fortis, constituées d'une facilité au montant de 925 millions de dollars (la *facilité A*) et d'une facilité au montant de 500 millions de dollars (la *facilité B*) (avec la *facilité A*, les *facilités de*

crédit). Les facilités de crédit seraient suffisantes, au besoin, pour financer le prix d'achat au comptant de l'acquisition.

Les facilités de crédit sont des facilités d'emprunt unique non garanties que Fortis doit utiliser, dans la mesure requise, pour financer le paiement du prix d'achat au comptant de l'acquisition. Tout montant non prélevé sur les facilités de crédit sera annulé après l'emprunt initial. La facilité A et la facilité B viennent à échéance lors du deuxième et du troisième anniversaires de l'octroi initial du crédit dans le cadre de la facilité A et de la facilité B, respectivement.

La convention de crédit aux termes de laquelle les facilités de crédit seront accordées (la *convention de crédit*) contiendra certaines options de paiement par anticipation en faveur de Fortis, ainsi que certaines obligations de paiement par anticipation lors du déclenchement de certains événements. Plus particulièrement, le produit net d'un placement en actions ou en titres de créance effectué par Fortis (autre que certains placements en actions ou en titres de créance autorisés pour des placement stratégiques) devra servir au paiement par anticipation des facilités de crédit, et tout paiement par anticipation aux termes des facilités de crédit ne pourra faire l'objet d'un nouvel emprunt. Fortis peut payer par anticipation tout solde en cours aux termes des facilités de crédit sans pénalité, à condition qu'un tel paiement par anticipation soit d'un montant d'au moins 10 millions de dollars et soit assujéti au coût d'annulation pour le compte de Fortis.

La convention de crédit contiendra les déclarations et garanties ainsi que les engagements de faire et de ne pas faire habituels de Fortis. Dans le cadre de ces engagements, Fortis devra maintenir un ratio de la dette consolidée par rapport à la capitalisation consolidée d'au plus de 0,85 pour 1 après la date de la convention d'acquisition jusqu'au premier anniversaire de la clôture de l'acquisition et de 0,75 pour 1 à tout moment. Ces ratios baisseront automatiquement à 0,75 pour 1 et à 0,70 pour 1 en tout temps durant ces périodes respectives, si Fortis a reçu, sans aucune condition de blocage, un produit global d'au moins 700 millions de dollars découlant d'émissions d'actions. La convention de crédit contiendra les cas de défaut habituels. De plus, l'omission, par Fortis, de maintenir une notation du crédit de la qualité des investissements constituera un cas de défaut dans le cadre de la convention de crédit.

Fortis doit payer les frais habituels à l'égard des facilités de crédit et les montants en cours aux termes de celles-ci porteront intérêt aux taux du marché.

Le produit net du placement sera affecté en réduction du montant des facilités de crédit. Fortis s'attend à ce que le solde de crédit soit remboursé sur le produit d'un ou de plusieurs placements d'actions ordinaires, d'actions privilégiées et(ou) de dette à long terme.

STRUCTURE DU CAPITAL

Le tableau qui suit présente la structure du capital consolidé de la Société au 30 septembre 2006 et compte tenu du placement (en supposant l'absence d'exercice de l'option en cas d'attribution excédentaire), l'émission de 5 170 000 actions ordinaires le 18 janvier 2007, l'émission de débentures non garanties de premier rang d'un montant en capital totalisant 110 millions de dollars par Fortis Alberta le 3 janvier 2007, la reprise de 139,3 millions de dollars en vertu des facilités de crédit et la conclusion de l'acquisition. Les informations financières présentées ci-dessous doivent être lues avec les états financiers consolidés non vérifiés intégrés par renvoi dans le prospectus et les états financiers consolidés pro forma non vérifiés figurant dans le prospectus et, dans chaque cas, les notes y afférentes.

	Au 30 septembre 2006	Données pro forma au 30 septembre 2006
	(en millions de dollars)	
Total de la dette (déduction faite de l'encaisse).....	2 296,1	4 863,0 ⁽²⁾
Actions privilégiées ¹⁾	319,5	319,5
Capitaux propres		
Titres offerts en vertu des présentes	néant	974,2
Actions ordinaires	822,5	968,1 ⁽²⁾
Actions privilégiées.....	122,5	122,5
Surplus d'apport.....	4,3	4,3
Composante capitaux propres des débetures convertibles.....	1,4	1,4
Écart de conversion	(17,8)	(17,8)
Bénéfices non répartis	472,2	472,2
Total de la structure du capital.....	<u>4 020,7</u>	<u>7 707,4</u>

1) Ces actions privilégiées sont classées comme passif à long terme dans les états financiers de Fortis.

2) Compte tenu du placement (en supposant que l'option en cas d'attribution excédentaire n'est pas exercée), l'émission de 5 170 000 actions ordinaires le 18 janvier 2007, l'émission de débetures non garanties de premier rang d'un montant en capital totalisant 110 millions de dollars par FortisAlberta le 3 janvier 2007, la reprise de 139,3 millions de dollars en vertu des facilités de crédit et la clôture de l'acquisition.

VARIATIONS DU COURS DES ACTIONS ORDINAIRES ET VOLUME DES OPÉRATIONS SUR CELLES-CI

Les actions ordinaires en circulation de Fortis sont négociées à la Bourse TSX sous le symbole *FTS*. Le tableau suivant présente les cours extrêmes des actions ordinaires et le volume des opérations sur celles-ci compilés à la Bourse TSX depuis janvier 2006.

Période	Haut	Bas	Volume
2006			
Janvier.....	24,60 \$	22,76 \$	3 981 812
Février.....	23,76	22,00	7 087 013
Mars.....	23,50	21,65	6 775 211
Avril.....	22,95	20,89	3 813 271
Mai.....	24,84	20,36	7 241 148
Juin.....	24,60	21,16	3 707 157
Juillet.....	23,40	21,99	2 328 812
Août.....	25,48	22,15	6 214 513
Septembre.....	25,40	24,00	2 553 872
Octobre.....	25,65	24,12	7 362 894
Novembre.....	28,74	25,15	6 234 745
Décembre.....	30,00	28,01	2 793 265
2007			
Janvier.....	30,00	26,72	6 030 480
Février.....	27,96	26,00	8 612 015
Du 1 ^{er} au 6 mars.....	26,81	26,16	2 204 514

Le 6 mars 2007, le cours de clôture des actions ordinaires s'établissait à 26,80 \$.

CAPITAL-ACTIONS DE FORTIS

Le capital-actions autorisé de la société est constitué d'un nombre illimité d'actions ordinaires, d'un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang pouvant être émises en séries et d'un nombre illimité d'actions privilégiées de deuxième rang pouvant être émises en séries, dans chaque cas sans valeur nominale. En date du 6 mars 2007, 109 407 397 actions ordinaires, 5 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série C, 7 993 500 actions privilégiées de premier rang, série E et 5 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série F étaient émises et en circulation.

POLITIQUE EN MATIÈRE DE DIVIDENDES

Les dividendes sur les actions ordinaires sont déclarés à la discrétion du conseil d'administration de Fortis. La société a payé des dividendes au comptant sur ses actions ordinaires aux montants de 0,67 \$ en 2006, de 0,59 \$ en 2005 et de 0,54 \$ en 2004. Le 7 décembre 2006, le conseil d'administration de Fortis a déclaré un dividende de 0,19 \$ par action ordinaire pour le premier trimestre, payable le 1^{er} mars 2007 aux porteurs inscrits le 2 février 2007. Le 8 février 2007, Fortis a annoncé que son conseil d'administration avait déclaré un dividende de 0,21 \$ par action ordinaire pour le deuxième trimestre, payable le 1^{er} juin 2007 aux porteurs inscrits le 4 mai 2007. Ce dividende représente une hausse de 10,5 % du dividende trimestriel sur les actions ordinaires de la société, soit la deuxième augmentation en douze mois. Fortis a accru son dividende annuel payé pendant 34 années consécutives.

Des dividendes trimestriels réguliers au taux annuel prescrit ont été payés sur toutes les actions privilégiées de premier rang, série C, actions privilégiées de premier rang, série E et actions privilégiées de premier rang, série F, respectivement. Le 7 décembre 2006, le conseil d'administration de Fortis a également déclaré un dividende lors du premier trimestre sur chacune de ces séries d'actions privilégiées de premier rang conformément au taux annuel applicable prescrit, dans chaque cas payable le 1^{er} mars 2007 aux porteurs inscrits le 2 février 2007.

DESCRIPTION DES ACTIONS ORDINAIRES

Dividendes

Les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de recevoir proportionnellement des dividendes selon leur déclaration par le conseil d'administration de Fortis. Sous réserve des droits des porteurs des actions privilégiées de premier rang et des actions privilégiées de deuxième rang, ainsi que de toute autre catégorie d'actions de la société dont les porteurs sont autorisés à recevoir des dividendes en priorité ou à égalité par rapport aux porteurs des actions ordinaires, le conseil d'administration de Fortis peut déclarer des dividendes sur les actions ordinaires à l'exclusion de toute autre catégorie d'actions de la société.

Liquidation ou dissolution volontaire ou forcée

Lors de la liquidation ou dissolution volontaire ou forcée de Fortis, les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de participer également à tout partage des biens de Fortis, sous réserve des droits des porteurs d'actions privilégiées de premier rang et d'actions privilégiées de deuxième rang, ainsi que de toute autre catégorie d'actions de la société dont les porteurs sont autorisés à recevoir les biens de la société lors d'un tel partage en priorité ou à égalité par rapport aux porteurs des actions ordinaires.

Droits de vote

Les porteurs des actions ordinaires ont le droit d'être convoqués et d'assister à toutes les assemblées annuelles et extraordinaires des actionnaires de Fortis, autres que les assemblées distinctes des porteurs de toute autre catégorie ou série d'actions, et d'y exprimer une voix pour chaque action ordinaire détenue.

MODALITÉS DU PLACEMENT

Reçus de souscription

Les reçus de souscription seront émis à la date de clôture (au sens donné plus loin) conformément à la convention relative aux reçus de souscription. Les fonds bloqués seront remis à l'agent de blocage et détenus par celui-ci pour être investis dans des titres de créance à court terme portant intérêt ou à décote émis ou cautionnés par

le gouvernement du Canada ou d'une province, ou encore par une ou plusieurs des cinq plus grandes banques à charte au Canada, à condition que, dans tous les cas, ces titres de créance soient notés au moins R1 (moyen) par DBRS Limited ou aient reçu une notation équivalente d'un service de notation équivalent, dans l'attente du respect des conditions de déblocage.

Si les conditions de déblocage sont respectées avant 17 h (heure de Toronto) le 30 novembre 2007, la société signera et remettra immédiatement un avis de conformité et émettra et remettra à l'agent de blocage une action ordinaire pour chaque reçu de souscription alors en circulation (sous réserve de tout rajustement applicable). Les actions ordinaires pourront être livrées à compter du deuxième jour ouvrable après la remise de cet avis. Les porteurs de reçus de souscription recevront, sans le paiement d'une contrepartie additionnelle, une action ordinaire pour chaque reçu de souscription détenu, plus un montant égal aux dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la société, le cas échéant, pour lesquels les dates de référence sont tombées durant la période comprise entre la date de clôture et la date d'émission des actions ordinaires à l'égard des reçus de souscription. Immédiatement lors du respect des conditions de déblocage et de la remise de l'avis exigé à l'agent de blocage, les fonds bloqués, avec l'intérêt gagné sur ceux-ci et le revenu qui en découle, seront remis à Fortis.

Si les conditions de déblocage ne sont pas respectées ou encore si la convention d'acquisition est résiliée avant le moment de résiliation, les porteurs de reçus de souscription auront le droit, à compter du deuxième jour ouvrable après le moment de résiliation, de recevoir de l'agent de blocage un montant égal au prix de souscription intégral s'y rapportant, plus leur quote-part proportionnelle de l'intérêt gagné sur cette somme ou du revenu qui en découle. Les fonds bloqués seront affectés au paiement de ce montant.

Si, avant la date de l'émission d'une action ordinaire à l'égard d'un reçu de souscription, il survient une division, un regroupement, un reclassement ou un autre changement des actions ordinaires ou encore une réorganisation, une fusion ou une vente de l'ensemble ou de la quasi-totalité de l'actif de la société, les reçus de souscription attesteront par la suite le droit du porteur de recevoir les titres, les biens ou la somme au comptant devant être remis en échange des actions ordinaires auxquelles le porteur d'une action ordinaire aurait eu droit immédiatement après cet événement ou lors de la conversion de ces actions ordinaires ou à l'égard de celles-ci. De même, tout placement, auprès de l'ensemble ou de la quasi-totalité des porteurs d'actions ordinaires, de droits, d'options, de bons de souscription, de titres de créance ou de biens occasionnera un rajustement du nombre d'actions ordinaires devant être émises aux porteurs de reçus de souscription. Par ailleurs, ces titres, titres de créance ou biens peuvent, au gré de la société, être émis à l'agent de blocage et remis aux porteurs de reçus de souscription lors de l'exercice de ces reçus. Si, après la date de clôture, la société prend une mesure touchant les actions ordinaires, autre que les mesures décrites ci-dessus, et qu'une telle mesure, de l'avis raisonnable de ses administrateurs, nuirait considérablement aux droits des porteurs de reçus de souscription et(ou) aux droits rattachés aux reçus de souscription, le nombre d'actions ordinaires devant être reçues conformément aux reçus de souscription sera rajusté de la manière, le cas échéant, que les administrateurs de la société pourront, à leur discrétion, déterminer comme étant équitable pour les porteurs de reçus de souscription en pareilles circonstances et au moment où ils le détermineront. Les rajustements prévus dans le présent paragraphe sont cumulatifs et s'appliqueront aux divisions, aux regroupements, aux changements, aux placements, aux émissions ou aux autres événements successifs qui occasionnent un tel rajustement.

Aux termes de la convention de souscription, les acquéreurs de reçus de souscription auront un droit contractuel de résolution permettant à un tel acquéreur de recevoir le montant payé pour les reçus de souscription lors de la remise des reçus de souscription ou des actions ordinaires, selon le cas, si le prospectus et toute modification contiennent une information fautive ou trompeuse au sens de cette expression dans la *Loi sur les valeurs mobilières* (Ontario), à condition que ce recours en résolution soit exercé dans les 180 jours suivant la date de clôture.

Sous réserve des lois applicables, la société pourra acheter les reçus de souscription sur le marché libre ou par contrat sous seing privé ou autrement.

Les souscriptions des reçus de souscription seront reçues sous réserve d'un droit d'un rejet ou d'attribution totale ou partielle, ainsi que du droit de fermeture des livres de souscription en tout temps, sans avis. On s'attend à ce que la clôture du placement ait lieu vers le 15 mars 2007 ou à toute autre date dont la société et les preneurs fermes pourront convenir, mais au plus tard le 18 avril 2007 (la *date de clôture*). Les reçus de souscription seront émis sous forme de titres relevés et pourront être achetés ou transférés par l'entremise d'un courtier inscrit qui est un

adhérent à CDS et auquel ou par l'entremise duquel des reçus de souscription peuvent être achetés ou transférés (un *adhérent à CDS*). La société verra à ce qu'un ou des certificats globaux représentant les reçus de souscription nouvellement émis soient remis à CDS ou à son prête-nom et soient inscrit au nom de l'un d'eux. Tous les droits des porteurs de reçus de souscription devront être exercés par l'entremise de CDS ou de l'adhérent à CDS par l'entremise duquel les porteurs détiennent ces reçus de souscription, et tous les paiements ou autres sommes auxquels ces porteurs ont droit seront effectués ou remis par CDS ou un tel adhérent à CDS. Chaque personne qui acquiert des reçus de souscription recevra seulement une confirmation de client pour l'achat de la part du courtier inscrit auprès ou par l'entremise duquel les reçus de souscription sont acquis selon les pratiques et procédures de ce courtier inscrit. Les pratiques des courtiers inscrits peuvent varier, mais les confirmations de client sont habituellement émises peu après l'exécution de l'ordre du client. CDS est chargée d'établir et de tenir les inscriptions en compte pour ses adhérents à CDS qui ont des participations dans les reçus de souscription.

La convention relative aux reçus de souscription prévoit que des modifications peuvent être apportées aux reçus de souscription émis en vertu de celle-ci au moyen d'une résolution extraordinaire. Une résolution extraordinaire est définie dans la convention relative aux reçus de souscription comme signifiant, en substance, une résolution proposée lors d'une assemblée des porteurs de reçus de souscription dûment convoquée à cette fin et tenue conformément à la convention relative aux reçus de souscription à laquelle sont eux-mêmes présents ou représentés par procuration au moins deux porteurs de reçus de souscription autorisés à recevoir plus de 25 % du nombre global d'actions ordinaires pouvant être émises lors de l'échange des reçus de souscription pouvant être reçues conformément à tous les reçus de souscription alors en circulation, et adoptée par les votes favorables des porteurs de reçus de souscription autorisés à recevoir au moins 66 2/3 % du nombre global de ces actions ordinaires pouvant être reçues conformément à tous les reçus de souscription alors en circulation qui sont représentés à l'assemblée et font l'objet d'un vote lors d'un scrutin à l'égard de cette résolution.

Les porteurs de reçus de souscription ne sont pas des actionnaires de la société. Ils sont seulement autorisés à recevoir des actions ordinaires lors de l'échange de leurs reçus de souscription et un montant égal aux dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la société, le cas échéant, pour lesquels les dates de référence sont tombées pendant la période comprise entre la date de clôture et la date d'émission des actions ordinaires à l'égard des reçus de souscription, ou encore à demander à la société d'acheter les reçus de souscription au prix d'émission et à recevoir leur quote-part proportionnelle de l'intérêt gagné sur ceux-ci ou du revenu qui en découle, tel qu'il est décrit ci-dessus.

CHANGEMENTS DANS LA STRUCTURE DU CAPITAL-ACTIONS ET LE CAPITAL D'EMPRUNT

Le texte suivant décrit les changements survenus dans la structure du capital-actions et du capital d'emprunt de Fortis depuis le 30 septembre 2006 :

- Durant la période allant du 1^{er} octobre 2006 au 6 mars 2007, inclusivement, Fortis a émis au total 531 345 actions ordinaires conformément au régime d'achat d'actions à l'intention des consommateurs, au régime de réinvestissement des dividendes et au régime d'achat d'actions à l'intention du personnel de la société, ainsi que lors de la levée d'options accordées aux termes du régime d'options d'achat d'actions de 2002, du régime d'options d'achat d'actions à l'intention de la haute direction et du régime d'options d'achat d'actions à l'intention des administrateurs, moyennant une contrepartie globale d'environ 10,2 millions de dollars.
- Le 30 octobre 2006, Fortis a effectué un prélèvement de 20,0 millions de dollars sur ses facilités de crédit pour financer l'acquisition, par Fortis Properties, de quatre hôtels situés en Alberta et en Colombie-Britannique. Voir la rubrique *Développements récents*.
- Le 7 novembre 2006, Fortis a effectué un prélèvement de 48,6 millions de dollars US sur ses facilités de crédit pour financer provisoirement l'acquisition d'environ 16 % des actions ordinaires de catégorie A en circulation de Caribbean Utilities. Voir la rubrique *Développements récents*.
- Le 7 novembre 2006, Fortis a émis, au moyen d'un placement privé, des débentures pour un montant en capital global de 40 millions de dollars US. Les débentures portent intérêt au taux annuel de 5,5 % et viennent à échéance le 7 novembre 2016. Les débentures peuvent être rachetées par Fortis en tout temps à compter du 7 novembre 2011 et sont convertibles en actions ordinaires au gré du porteur en

tout temps avant leur échéance, au prix de 29,11 \$ US l'action. Les débetures sont subordonnées à toutes les autres dettes de Fortis, sauf la dette subordonnée se classant à égalité avec les débetures. Le 7 novembre 2006, Fortis a remboursé, sur le produit du placement privé, une somme de 40 millions de dollars US qu'elle devait aux termes de ses facilités de crédit.

- Le 3 janvier 2007, Fortis Alberta a émis des débetures de premier rang non garanties portant intérêt au taux annuel de 4,99 %, payable semestriellement, échéant en janvier 2047, pour un montant en capital global de 110 millions de dollars. Le produit du placement a été principalement affecté au remboursement de la dette aux termes d'une facilité de crédit.
- Le 18 janvier 2007, la société a conclu un appel public à l'épargne visant 5 170 000 actions ordinaires au prix de 29,00 \$ l'action, moyennant un produit brut de 149 930 000 \$. En conséquence, les capitaux propres de la société ont augmenté d'environ 145,6 millions de dollars, soit le produit brut du placement après déduction des coûts de l'émission tenant compte des incidences fiscales, à un total de 1,55 milliard de dollars. Fortis a affecté une partie du produit de ce placement au remboursement d'un montant approximatif de 84,5 millions de dollars dû dans le cadre de ses facilités de crédit.

EMPLOI DU PRODUIT

Le produit que la société tirera du placement, après déduction de la rémunération payable aux preneurs fermes et des frais estimatifs du placement, est censé s'établir à 959 710 000 \$, dans l'hypothèse où l'option en cas d'attribution excédentaire n'est pas levée. Si l'option en cas d'attribution excédentaire est intégralement levée, le produit estimatif du placement, après déduction de la rémunération payable aux preneurs fermes et des frais estimatifs du placement, est censé totaliser 1 103 854 000 \$.

Le produit net du placement, avec les fonds devant être avancés conformément aux facilités de crédit, sera affecté au financement du prix d'achat au comptant de l'acquisition. Voir les rubriques *Financement de l'acquisition* et *Convention d'acquisition*. Le produit brut tiré de la vente des reçus de souscription sera bloqué dans l'attente du respect des conditions de déblocage. Voir la rubrique *Modalités du placement*.

MODE DE PLACEMENT

Conformément à une convention de prise ferme intervenue en date du 27 février 2007 (la *convention de prise ferme*) entre Fortis et les preneurs fermes, Fortis a convenu d'émettre et de vendre, et les preneurs fermes ont convenu d'acheter, pour leur propre compte, à la date de clôture, 38 500 000 reçus de souscription proposés aux présentes au prix de l'offre de 26,00 \$ par reçu de souscription, sous réserve du respect de toutes les exigences légales nécessaires et des conditions contenues dans la convention de prise ferme. Le prix de l'offre et les autres modalités du placement ont été déterminés par négociation entre la société et les preneurs fermes.

Conformément à la convention de prise ferme, la société a accordé aux preneurs fermes une option en cas d'attribution excédentaire (l'*option en cas d'attribution excédentaire*) que ceux-ci peuvent lever en tout temps jusqu'à l'expiration d'un délai de 30 jours après la clôture du placement, pour acheter un maximum de 5 775 000 reçus de souscription additionnels au prix d'offre. L'option en cas d'attribution excédentaire peut être levée en totalité ou en partie pour couvrir les attributions excédentaires, le cas échéant. Le présent prospectus vise également l'octroi de l'option en cas d'attribution excédentaire et le placement des titres qui seront émis lors de la levée de cette option.

Conformément à la convention de prise ferme, les preneurs fermes recevront une rémunération de 40 040 000 \$ (dans l'hypothèse où l'option en cas d'attribution excédentaire n'est pas levée) (1,04 \$ par reçu de souscription) en contrepartie de leurs services dans le cadre du placement. La moitié de la rémunération des preneurs fermes à l'égard du placement est payable à la date de clôture et l'autre moitié de cette rémunération est payable seulement si les conditions de déblocage ont été respectées avant le moment de résiliation et que l'avis requis a été remis à l'agent de blocage.

Conformément aux règles et règlements de certaines autorités de réglementation en valeurs mobilières du Canada, les preneurs fermes ne peuvent, à quelque moment pendant la période se terminant à la date à laquelle le processus de vente des reçus de souscription prend fin et les arrangements de stabilisation concernant les reçus de

souscription sont terminés, offrir d'acheter ni acheter des reçus de souscription ou des actions ordinaires. Les interdictions précitées comportent certaines exceptions, y compris (a) une offre d'achat ou un achat de reçus de souscription ou d'actions ordinaires si l'offre d'achat ou l'achat est affecté par l'entremise des services de la Bourse TSX conformément aux Règles universelles d'intégrité du marché de Service de réglementation du marché inc., (b) une offre d'achat ou un achat effectué pour le compte d'un client, autre que certains clients prescrits, à condition que l'ordre du client n'ait pas été sollicité par le preneur ferme, ou si l'ordre du client a été sollicité, que la sollicitation ait eu lieu avant le commencement d'une période de restriction prescrite, et (c) une offre d'achat ou un achat pour couvrir une position à découvert créée avant le commencement d'une période de restriction prescrite. Les preneurs fermes peuvent effectuer des opérations de stabilisation ou d'équilibrage du marché à la Bourse TSX lorsque l'offre d'achat ou l'achat des reçus de souscription ou des actions ordinaires vise à maintenir un marché équitable et ordonné pour les reçus de souscription ou les actions ordinaires, sous réserve des limites de prix s'appliquant à ces offres d'achat ou à ces achats. Si de telles opérations sont commencées, elles peuvent être interrompues à tout moment.

Les reçus de souscription et les actions ordinaires contre lesquelles ces reçus de souscription peuvent être échangés n'ont pas été et ne seront pas inscrits en vertu de la loi des États-Unis intitulée *Securities Act of 1933*, avec ses modifications (la *Loi de 1933*), ni d'aucune loi étatique sur les valeurs mobilières et, sous réserve de certaines exceptions, ils ne peuvent être offerts ou livrés, directement ou indirectement, ni vendus aux États-Unis, sauf dans le cadre de certaines opérations dispensées des exigences d'inscription de la Loi de 1933 et moyennant l'observation de toute loi étatique sur les valeurs mobilières qui s'applique. Les preneurs fermes ont convenu de s'abstenir d'offrir ou de vendre les reçus de souscription aux États-Unis, dans ses territoires, ses possessions et dans les autres territoires soumis à sa compétence ou à une personne des États-Unis (au sens donné à l'expression correspondante dans le règlement S en vertu de la Loi de 1933) ou pour son compte ou bénéfice, sauf aux termes de la convention de prise ferme conformément à une dispense des exigences d'inscription de la Loi de 1933 offerte par la règle 144A de cette loi et moyennant le respect des lois étatiques sur les valeurs mobilières qui s'appliquent. De plus, jusqu'à l'expiration d'un délai de 40 jours après le commencement du placement, une offre ou une vente de reçus de souscription ou d'actions ordinaires aux États-Unis par un courtier (peu importe s'il participe ou non au placement) peut contrevenir aux exigences d'inscription de la Loi de 1933 si cette offre est effectuée autrement qu'en vertu de la règle 144A.

Les obligations des preneurs fermes aux termes de la convention de prise ferme sont conjointes et ceux-ci ont la faculté de les résoudre à leur gré dans certaines circonstances, y compris lors de la réalisation de certaines conditions. Toutefois, les preneurs fermes sont tenus de prendre en livraison et de payer tous les reçus de souscription s'ils souscrivent l'un d'eux aux termes de la convention de prise ferme. Dans le cadre de la convention de prise ferme, les preneurs fermes peuvent avoir droit à une indemnisation par la société contre certaines responsabilités, y compris les responsabilités découlant des informations fausses ou trompeuses dans le prospectus.

MMCIBC est un membre du groupe d'une banque à charte canadienne qui a consenti à accorder des facilités de crédit à la société dans le cadre du financement de l'acquisition. MMCIBC agit également en tant que conseiller financier pour Fortis dans le cadre de l'acquisition et reçoit une rémunération à ce titre. De plus, MMCIBC, Scotia Capitaux, Valeurs Mobilières TD, BMO Nesbitt Burns, RBCDVM, Financière BN et Valeurs Mobilières HSBC sont chacune des filiales d'une banque à charte canadienne qui a, individuellement ou en tant que membre d'un syndicat d'établissements financiers, accordé des facilités de crédit à la société et(ou) à ses filiales (les *facilités existantes*). En conséquence, la société peut être considérée comme un *émetteur associé* de ces preneurs fermes au sens de la législation sur les valeurs mobilières qui s'applique. Aucun de ces preneurs fermes ne tirera un avantage direct du placement autre que la commission de prise ferme relative au placement. La décision de placer les reçus de souscription aux termes des présentes et la détermination des modalités du placement ont été effectuées par négociation entre la société et les preneurs fermes. Aucune banque n'a participé à cette décision ou à cette détermination. Le produit du placement sera affecté au financement du prix d'achat au comptant de l'acquisition et ne sera pas affecté au remboursement des facilités existantes. En date du 31 janvier 2007, un montant global d'environ 338 millions de dollars était en cours aux termes des facilités existantes, Fortis et(ou) ses filiales respectent leurs obligations respectives aux termes des facilités existantes. Depuis l'établissement des facilités existantes, les prêteurs aux termes de celles-ci n'ont renoncé à aucune violation à l'égard de celles-ci. Voir la rubrique *Emploi du produit*.

La Bourse TSX a approuvé sous condition l'inscription à la cote des reçus de souscription, ainsi que des actions ordinaires qui seront émises lors de l'échange des reçus de souscription. L'inscription à la cote est subordonnée à l'obligation, pour la société, de remplir toutes les conditions d'inscription de la Bourse TSX au plus tard le 3 juin 2007.

INCIDENCES DE L'IMPÔT FÉDÉRAL SUR LE REVENU AU CANADA

De l'avis de Davies Ward Phillips & Vineberg S.E.N.C.R.L., s.r.l., conseillers juridiques de la société, et de Stikeman Elliott S.E.N.C.R.L., s.r.l., conseillers juridiques des preneurs fermes, le texte suivant est un sommaire général des principales incidences de l'impôt fédéral sur le revenu au Canada s'appliquant habituellement à un porteur qui acquiert des reçus de souscription conformément au placement et qui, au sens de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) (la *Loi de l'impôt*) et à tous moments pertinents, réside ou est réputé résider au Canada, fait affaire sans lien de dépendance avec la société et ne fait pas partie de son groupe, et détient ou détiendra les reçus de souscription et les actions ordinaires à titre d'immobilisations. En général, les reçus de souscription et les actions ordinaires seront considérés comme des immobilisations pour un porteur, à condition que celui-ci ne les détienne pas dans le cours de l'exercice d'une entreprise ni ne les ait acquis dans le cadre d'une ou de plusieurs opérations considérées à caractère commercial. Certains porteurs dont les actions ordinaires pourraient ne pas être autrement admissibles à titre d'immobilisations peuvent, dans certaines circonstances, faire le choix irrévocable en vertu de l'article 39(4) de la *Loi de l'impôt* par suite duquel leurs actions ordinaires et chaque « titre canadien » (au sens donné dans la *Loi de l'impôt*) appartenant à de tels porteurs durant l'année d'imposition du choix, et lors de toutes les années subséquentes, sont réputés constituer des immobilisations.

La *Loi de l'impôt* renferme certaines dispositions (les *règles d'évaluation à la valeur du marché*) concernant les titres détenus par certains établissements financiers, courtiers en valeurs mobilières inscrits et sociétés par actions contrôlées par une ou plusieurs des entités précitées. Le présent sommaire ne tient pas compte des règles d'évaluation à la valeur du marché, et les contribuables qui sont des « institutions financières » au sens donné aux fins de règles d'évaluation à la valeur du marché devraient consulter leurs conseillers fiscaux. Le présent sommaire ne s'applique pas à un acquéreur qui est une « institution financière déterminée », ni à un acquéreur dans lequel une participation constitue un abri fiscal déterminé, au sens donné dans la *Loi de l'impôt*. De tels acquéreurs devraient consulter leurs propres conseillers fiscaux.

Le présent sommaire est fondé sur les dispositions de la *Loi de l'impôt* et les règlements en vertu de celle-ci (les *règlements*) en vigueur à la date des présentes, toutes les propositions spécifiques (les *propositions fiscales*) visant à modifier la *Loi de l'impôt* ou les règlements qui ont été annoncées au public par le ministre des Finances (Canada) ou en son nom avant la date des présentes, ainsi que sur la compréhension, par les conseillers juridiques, des pratiques administratives actuellement publiées de l'Agence du revenu du Canada. Ce sommaire ne considère ni ne prévoit autrement aucun changement apporté aux lois applicables par décision ou mesure législative, gouvernementale ou judiciaire, ni ne tient compte des lois ou de considérations en matière d'impôt provincial, territorial ou étranger, lesquelles pourraient différer considérablement de celles qui sont commentées aux présentes.

Le présent sommaire est de nature générale seulement et n'est pas censé constituer des conseils juridiques ou fiscaux à l'intention d'un porteur particulier, ni ne saurait être interprété en ce sens. Ce sommaire n'épuise pas toutes les incidences possibles en matière d'impôt sur le revenu en vertu de la *Loi de l'impôt* qui peuvent toucher un porteur. Les incidences de l'impôt sur le revenu découlant de l'acquisition et de la disposition de reçus de souscription et d'actions ordinaires varieront selon divers faits, y compris le statut juridique du porteur en tant que particulier, société par actions, fiducie ou société de personnes. En conséquence, les porteurs éventuels de reçus de souscription et d'actions ordinaires devraient consulter leurs propres conseillers fiscaux au sujet de leur situation particulière et des incidences fiscales découlant pour eux de la détention et de la disposition de reçus de souscription et d'actions ordinaires.

Échange de reçus de souscription

Un porteur qui échange des reçus de souscription contre des actions ordinaires ne réalisera aucun gain ni ne subira aucune perte.

Le coût d'une action ordinaire émise au porteur d'un reçu de souscription acquis conformément au placement sera égal au coût du reçu de souscription pour le porteur. Le prix de base rajusté, pour le porteur des actions ordinaires ainsi acquises, correspondra à la moyenne du coût de ces actions ordinaires par rapport au prix de base rajusté de toutes les autres actions ordinaires appartenant alors au porteur à titre d'immobilisations.

Cessation des reçus de souscription

Tel qu'il est décrit ci-dessus sous la rubrique *Modalités du placement*, si les conditions de déblocage ne sont pas respectées ou si la convention d'acquisition est résiliée avant le moment de résiliation, les porteurs de reçus de souscription auront le droit de recevoir de l'agent de blocage un montant égal au prix de souscription intégral s'y rapportant, plus leur quote-part de l'intérêt gagné sur ceux-ci ou du revenu qui en découle. En pareil cas, le montant de cet intérêt ou de ce revenu que le porteur des reçus de souscription a reçu ou qu'il est en droit de recevoir (selon la méthode qu'il suit régulièrement pour calculer son revenu) doit être inclus dans son revenu.

Paiement d'un équivalent de dividende

Tel qu'il est décrit ci-dessus sous la rubrique *Modalités du placement*, si des actions ordinaires sont émises en échange de reçus de souscription et si des dividendes ont été déclarés sur les actions ordinaires de la société aux porteurs inscrits à une date tombant dans la période comprise entre la date de clôture et la date de cette émission d'actions ordinaires, la société versera un paiement au comptant aux porteurs de reçus de souscription à l'égard de chaque reçu de souscription d'après un montant égal au montant par action de ce dividende. Le montant équivalent au dividende, le cas échéant, payé à un porteur de reçus de souscription par la société doit être inclus dans le revenu du porteur. Tout montant ainsi inclus sera imposé comme un revenu ordinaire et non comme un dividende et, à ce titre, il ne sera pas assujéti aux règles de la majoration et du crédit d'impôt pour dividendes décrites plus loin.

Autres dispositions des reçus de souscription

Une disposition réelle ou réputée effectuée par un porteur d'un reçu de souscription, autre que l'échange d'un reçu de souscription contre une action ordinaire ou une disposition du reçu de souscription en faveur de la société dans l'éventualité où les conditions de déblocage ne sont pas respectées ou encore si la convention d'acquisition est résiliée avant le moment de résiliation, entraînera habituellement pour le porteur un gain (ou une perte) en capital correspondant au montant de l'excédent (ou l'insuffisance) du produit de la disposition par rapport au total du prix de base rajusté de ces titres pour le porteur et des coûts raisonnables de la disposition.

Dividendes sur les actions ordinaires

Les dividendes reçus sur des actions ordinaires par un porteur qui est un particulier seront inclus dans le revenu de ce dernier et seront assujétiés aux règles de la majoration et du crédit d'impôt pour dividendes s'appliquant habituellement aux dividendes imposables reçus de sociétés canadiennes imposables, y compris la majoration et le crédit d'impôt pour dividendes améliorés à l'égard des « dividendes admissibles » payés après 2005. Un dividende sera admissible à la majoration et au crédit d'impôt pour dividendes améliorés si la société effectuant le paiement désigne le dividende en tant que dividende admissible. Des restrictions peuvent être imposées sur la capacité d'une société de désigner des dividendes en tant que dividendes admissibles. La société a avisé ses conseillers juridiques qu'elle entendait désigner tous les dividendes payés sur les actions ordinaires comme dividendes admissibles à ces fins. Les dividendes imposables reçus par un particulier peuvent donner lieu à l'impôt minimum en vertu de la Loi de l'impôt, selon la situation du particulier.

Les dividendes reçus sur les actions ordinaires par un porteur qui est une société par actions seront inclus dans son revenu et pourront habituellement être déduits dans le calcul du revenu imposable de cette société par actions. Cependant, la Loi de l'impôt exigera habituellement un impôt remboursable de 33 1/3 % en vertu de la partie IV sur ces dividendes reçus par la société par actions qui était, au moment de l'année d'imposition où ce dividende a été reçu, une « société privée », au sens donné dans la Loi de l'impôt, ou une société par actions résidant au Canada qui est contrôlée par un particulier (autre qu'une fiducie) ou un groupe relié de particuliers (autres que des fiducies), ou au bénéfice de l'un d'eux, dans la mesure où ces dividendes peuvent être déduits dans le calcul du revenu imposable de la société par actions.

Disposition d'actions ordinaires

En général, une disposition réelle ou réputée effectuée d'une action ordinaire donnera lieu à un gain (ou à une perte) en capital correspondant à l'excédent (ou à l'insuffisance) du produit de la disposition de l'action ordinaire, après déduction des coûts raisonnables de la disposition, par rapport au prix de base rajouté de l'action ordinaire pour le porteur immédiatement avant la disposition.

Traitement fiscal des gains et des pertes en capital

En général, la moitié de tout gain en capital réalisé par un porteur durant une année d'imposition sera incluse dans le calcul du revenu de ce dernier durant cette année. La moitié de toute perte en capital subie par un porteur durant une année d'imposition pourra habituellement être déduite en tant que perte en capital déductible par le porteur des gains en capital imposables réalisés par celui-ci durant l'année. Toute perte en capital déductible qui ne peut être déduite durant l'année de sa réalisation pourra généralement être reportée prospectivement et déduite des gains en capital imposables durant n'importe laquelle des trois années précédentes ou reportée prospectivement et déduite des gains en capital imposables lors de toute année subséquente (conformément aux règles contenues dans la Loi de l'impôt). Les gains en capital réalisés par un particulier seront pertinents pour le calcul de l'impôt minimum qui pourrait devoir être payé.

Le montant de toute perte en capital subie lors de la disposition réelle ou réputée effectuée d'une action ordinaire par un porteur qui est une société par actions pourra être réduite du montant des dividendes reçu par le porteur sur l'action ordinaire dans la mesure et les circonstances prescrites dans la Loi de l'impôt. Des règles similaires peuvent s'appliquer lorsqu'une société par actions est membre d'une société de personnes ou bénéficiaire d'une fiducie qui est propriétaire d'actions ordinaires et lorsqu'une fiducie est membre d'une société de personnes qui est propriétaire d'actions ordinaires ou d'une société de personnes ou une fiducie qui est bénéficiaire d'une fiducie propriétaire d'actions ordinaires. Les porteurs pour lesquels ces règles peuvent être pertinentes devraient consulter leurs propres conseillers fiscaux.

Impôt remboursable additionnel

Un porteur qui est une « société privée sous contrôle canadien » (au sens donné dans la Loi de l'impôt) peut devoir payer un impôt remboursable additionnel de 6 2/3 % sur certains revenus de placement, y compris les montants relatifs aux gains en capital imposables et à l'intérêt (mais non les dividendes pouvant être déduits lors du calcul du revenu imposable).

FACTEURS DE RISQUE

Un placement dans les reçus de souscription proposés dans le présent prospectus simplifié et dans les actions ordinaires qui seront émises lors de l'échange de ces reçus de souscription comporte certains risques, outre ceux qui sont décrits dans le rapport de gestion contenu dans la notice annuelle de la société datée du 29 mars 2006 qui est intégrée aux présentes par renvoi. Avant d'effectuer leur placement, les acquéreurs éventuels des reçus de souscription devraient étudier attentivement, à la lumière de leur propre situation financière, les facteurs indiqués ci-dessous, en plus des autres renseignements contenus dans le prospectus ou y étant intégrés par renvoi.

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 TGI ait demandé de prolonger le règlement TGI jusqu'en 2009, rien ne garantit que cette demande sera approuvée, 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 fournaies, 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. 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 puisque le déficit accumulé des périodes antérieures doit être recouvré dans les tarifs actuels.

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 TGVI aux termes duquel les tarifs demandés aux clients sont fixés à des niveaux excédant le coût du service pour TGVI, 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 TGVI, ainsi qu'aux marges dégagées dans le cadre des conventions de transport ferme de TGVI commentées plus loin. Il n'y a aucune certitude que TGVI 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 TGVI 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. Comme elle fait affaire avec des établissements de crédit de haute qualité conformément à des pratiques d'approbation du crédit établies, Terasen Gas ne s'attend pas à ce qu'une contrepartie ne respecte pas ses obligations.

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 d'indemnisation revenant à la société. Voir la rubrique *Convention d'acquisition – Indemnisation*.

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 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 (qui reflète, notamment, la conclusion de l'acquisition), 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.

Réalisation des avantages de l'acquisition

Tel qu'il est décrit sous la rubrique *L'acquisition – Justification de l'acquisition*, la société croit que l'acquisition donnera des avantages à Fortis. Toutefois, il existe un risque qu'une partie ou l'ensemble des avantages prévus de l'acquisition ne se matérialise pas ou puisse ne pas se matérialiser dans les délais prévus par la société. La réalisation de ces avantages peut être touchée par divers facteurs, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de la société.

Structure des reçus de souscription

Les reçus de souscription seront automatiquement échangés contre des actions ordinaires lors du respect des conditions de déblocage. La société pourra, à son entière discrétion, renoncer à certaines conditions de clôture en sa faveur dans la convention d'acquisition ou convenir avec le vendeur de modifier la convention d'acquisition et de conclure l'acquisition à des conditions pouvant être sensiblement différentes de celles qui sont envisagées dans le présent prospectus. En conséquence, les avantages prévus de l'acquisition peuvent ne pas être entièrement réalisés. Voir la rubrique *Convention d'acquisition*. Rien ne garantit que les conditions de déblocage seront respectées au moment de résiliation ou auparavant. Jusqu'à ce que les conditions de déblocage soient respectées et que les actions ordinaires soient remises conformément à la convention relative aux reçus de souscription, les porteurs de reçus de souscription ont les droits décrits sous la rubrique *Modalités du placement – Reçus de souscription*.

Marché pour la négociation des titres

Il n'existe actuellement aucun marché pour la négociation des reçus de souscription. Rien ne garantit qu'un marché actif se développera pour les reçus de souscription après le placement ni, dans le cas contraire, qu'un tel marché se maintiendra au prix du placement. La Bourse TSX a approuvé sous condition l'inscription à la cote des reçus de souscription, ainsi que des actions ordinaires qui seront émises lors de l'échange des reçus de souscription. L'inscription à la cote est subordonnée à l'obligation, pour la société, de remplir toutes les conditions d'inscription de la Bourse TSX au plus tard le 3 juin 2007.

VÉRIFICATEURS

Les vérificateurs de la société sont Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., comptables agréés (*Ernst & Young*), The Fortis Building, 139 Water Street, 7^e étage, St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador) A1C 1B2. Ernst & Young indique que ce cabinet est indépendant de la société conformément aux règles de déontologie de l'Institute of Chartered Accountants of Newfoundland.

Les vérificateurs de Terasen, en date du 31 décembre 2005, étaient KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., comptables agréées (*KPMG*) de Vancouver (Colombie-Britannique). KPMG indique que ce cabinet était, en date du 31 mars 2006, et pendant les exercices terminés les 31 décembre 2005 et 2004 couverts par leur rapport, indépendant de Terasen au sens des règles de déontologie de l'Institute of Chartered Accountants of British Columbia.

QUESTIONS D'ORDRE JURIDIQUE

Certaines questions d'ordre juridique concernant le placement seront tranchées par Davies Ward Phillips & Vineberg S.E.N.C.R.L., s.r.l., de Toronto, et McInnes Cooper, de St. John's, pour le compte de la société, et par Stikeman Elliott S.E.N.C.R.L., s.r.l., de Toronto, pour le compte des preneurs fermes. À la date des présentes, les associés et avocats collaborateurs de Davies Ward Phillips & Vineberg S.E.N.C.R.L., s.r.l., de McInnes Cooper et de Stikeman Elliott S.E.N.C.R.L., s.r.l. étaient directement ou indirectement propriétaires réels de moins de 1 % des titres de la société ou d'une personne lui étant liée ou d'un membre de son groupe.

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres pour les reçus de souscription est Société de fiducie Computershare du Canada, à Toronto et à Montréal.

DROITS DE RÉOLUTION ET SANCTIONS CIVILES

La législation en valeurs mobilières de certaines provinces du Canada confère à l'acquéreur un droit de résolution. Ce droit ne peut être exercé que dans les deux jours ouvrables suivant la réception réelle ou réputée du prospectus et des modifications. Dans plusieurs provinces, la législation permet également à l'acquéreur de demander la nullité, la révision du prix ou, dans certains cas, des dommages-intérêts si le prospectus contient de l'information fausse ou trompeuse ou ne lui a pas été transmis. Ces droits sont prescriptibles. On se reportera aux dispositions applicables et on consultera éventuellement un avocat.

GLOSSAIRE

Dans le prospectus, sauf si le contexte l'exige autrement, les termes et expressions qui suivent ont les significations données ci-après.

acquisition s'entend de l'acquisition de toutes les actions émises et en circulation de Terasen par Fortis;

agent de blocage s'entend de Société de fiducie Computershare du Canada ou de son remplaçant en tant qu'agent de blocage aux termes de la convention relative aux reçus de souscription;

Bourse TSX s'entend de la Bourse de Toronto;

CDS s'entend de Service de dépôt et de compensation CDS Inc.;

conditions de déblocage s'entend de l'obtention, par la société, de toutes les approbations des autorités de réglementation et des autorités gouvernementales nécessaires à la finalisation de l'acquisition, y compris celle de la BCUC, et du respect de toutes les autres conditions subsistantes préalables à la clôture de l'acquisition, telles qu'elles sont énumérées dans la convention d'acquisition, ou de la renonciation à ces autres conditions subsistantes préalables;

convention d'acquisition s'entend de la convention d'acquisition intervenue en date du 26 février 2007 entre Fortis, 3211953 Nova Scotia Company et Kinder Morgan;

convention de prise ferme s'entend de la convention de prise ferme intervenue en date du 27 février 2007 entre la société et les preneurs fermes concernant la vente des reçus de souscription proposés aux termes du prospectus;

convention relative aux reçus de souscription s'entend de la convention intervenue à la date de clôture entre la société, Marchés mondiaux CIBC Inc. et l'agent de blocage qui régit les modalités des reçus de souscription;

CWP s'entend de CustomerWorks Limited Partnership;

date de clôture s'entend d'une date aux alentours du 15 mars 2007 ou de toute autre date dont la société et les preneurs fermes peuvent convenir, mais non d'une date ultérieure au 18 avril 2007;

facilités de crédit s'entend des facilités de crédit à terme de premier rang non garanties et non renouvelables d'un montant global de 1,425 milliard de dollars, constituées d'une facilité au montant de 925 millions de dollars et d'une facilité au montant de 500 millions de dollars, devant être accordées à Fortis conformément à une lettre d'engagement datée du 26 février 2007 de la Banque Canadienne Impériale de Commerce;

fonds bloqués s'entend du produit brut tiré de la vente des reçus de souscription;

Loi de 1933 s'entend de la loi des États-Unis intitulée *Securities Act of 1933*, avec ses modifications;

moment de résiliation s'entend de 17 h (heure de Toronto) le 30 novembre 2007 ou, si ce moment est antérieur, de la date de résiliation de la convention d'acquisition;

placement s'entend du placement des reçus de souscription conformément au prospectus;

preneurs fermes s'entend, collectivement, de Marchés mondiaux CIBC Inc., de Scotia Capitaux Inc., de Valeurs Mobilières TD Inc., de BMO Nesbitt Burns Inc., de RBC Dominion valeurs mobilières Inc., de Financière Banque Nationale Inc., de La Corporation Canaccord Capital, de Valeurs mobilières Beacon Ltée et de Valeurs Mobilières HSBC (Canada) Inc.;

RAO s'entend du rendement des actions ordinaires;

reçus de souscription s'entend des reçus de souscription de la société offerts dans le prospectus;

SEDAR s'entend du Système électronique de données, d'analyse et de recherche;

société ou **Fortis** s'entend de Fortis Inc.;

Terasen s'entend de Terasen Inc.

Terasen Gas s'entend, collectivement, de TGI, de TGVI, de TGWI et de CWP;

TGI s'entend de Terasen Gas Inc.;

TGVI s'entend de Terasen Gas (Vancouver Island) Inc.; et

TGWI s'entend de Terasen Gas (Whistler) Inc.

Dans le présent prospectus, tous les montants en dollars sont exprimés en dollars canadiens.

CONTEMENT DES VÉRIFICATEURS

Nous avons lu le prospectus simplifié de Fortis Inc. (la « Société ») daté du 7 mars 2007 relatif à l'émission et à la vente de 38 500 000 reçus de souscription de la Société. Nous nous sommes conformés aux normes généralement reconnues du Canada concernant l'intervention du vérificateur sur des documents de placement.

Nous consentons à ce que soit intégré par renvoi, dans le prospectus susmentionné, notre rapport aux actionnaires de la Société portant sur les bilans consolidés de la Société aux 31 décembre 2005 et 2004 et sur les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie consolidés pour les exercices terminés à ces dates. Notre rapport est daté du 27 janvier 2006.

St. John's, Canada
Le 7 mars 2007

(signé) Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.
Comptables agréés

CONSETEMENT DES VÉRIFICATEURS

Nous avons lu le prospectus simplifié de Fortis Inc. (la « société ») daté du 7 mars 2007 relatif à l'émission et à la vente de 38 500 000 reçus de souscription de la société. Nous nous sommes conformés aux normes généralement reconnues du Canada concernant l'intervention du vérificateur sur des documents de placement.

Nous consentons à ce que soit inclus dans le prospectus susmentionné notre rapport à l'actionnaire de Terasen Inc. portant sur les bilans consolidés de Terasen Inc. aux 31 décembre 2005 et 2004 et sur les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie pour les exercices terminés à ces dates. Notre rapport est daté du 3 février 2006, à l'exception de la note 19(b) qui est datée du 2 mars 2006 et de la note 19(c) qui est datée du 31 mars 2006.

Vancouver, Canada
Le 7 mars 2007

(signé) KPMG s.r.l./ S.E.N.C.R.L.
Comptables agréés

TABLE DES MATIÈRES DES ÉTATS FINANCIERS

	<u>Page</u>
Terasen Inc.	
Rapport des vérificateurs portant sur les états financiers consolidés aux 31 décembre 2005 et 2004	F-3
États financiers consolidés vérifiés aux 31 décembre 2005 et 2004.....	F-4
États financiers consolidés non vérifiés pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2006.....	F-37
Fortis Inc.	
États financiers consolidés <i>pro forma</i> non vérifiés.....	F-45
Bilan consolidé <i>pro forma</i> non vérifié au 30 septembre 2006.....	F-47
État des résultats consolidé <i>pro forma</i> non vérifié pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005	F-48
État des résultats consolidé <i>pro forma</i> non vérifié pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2006	F-49
Notes afférentes aux états financiers consolidés <i>pro forma</i> non vérifiés.....	F-50

Terasen Inc.

États financiers consolidés pour les
exercices terminés les 31 décembre 2005 et 2004
et rapport des vérificateurs

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS À L'ACTIONNAIRE

Nous avons vérifié les bilans consolidés de Terasen Inc. aux 31 décembre 2005 et 2004 et les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie des exercices terminés à ces dates. 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 nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées 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 aux 31 décembre 2005 et 2004, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour les exercices terminés à ces dates selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

(Signé) KPMG s.r.l./s.e.n.c.r.l.

Comptables agréés

Vancouver, Canada

Le 3 février 2006 (le 2 mars 2006 pour la note 19 b) et
le 31 mars 2006 pour la note 19 c))

TERASEN INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

	Exercices terminés les 31 décembre	
	2005	2004
	(Retraités – notes 1 p) et 3)	
	En millions de dollars	
Produits		
Distribution de gaz naturel.....	1 678,0 \$	1 494,1 \$
Transport de pétrole.....	227,8	225,5
Autres activités	46,7	78,5
	1 952,5	1 798,1
Charges		
Coût du gaz naturel.....	1 063,7	885,4
Coût des produits tirés des autres activités.....	28,9	52,8
Exploitation et entretien.....	320,7	274,7
Amortissement.....	142,6	144,5
Impôts fonciers et autres impôts et taxes	71,9	69,9
	1 627,8	1 427,3
Bénéfice d'exploitation		
Frais de financement (note 14)	324,7	370,8
	191,4	175,6
Bénéfice avant la quote-part du bénéfice tiré des placements comptabilisés à la valeur de consolidation et les impôts sur les bénéfices.....	133,3	195,2
Bénéfice tiré de la participation dans Clean Energy, déduction faite des coûts de d'aliénation (note 4).....	2,5	–
Quote-part du bénéfice du réseau Express	21,9	15,0
	157,7	210,2
Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices et les activités abandonnées		
Impôts sur les bénéfices (note 15).....	51,6	63,7
	106,1	146,5
Bénéfice avant les activités abandonnées		
Bénéfice (perte) provenant des activités abandonnées, déduction faite des impôts sur les bénéfices (note 3)	(4,9)	3,3
	101,2 \$	149,8 \$

TERASEN INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS

	Exercices terminés les 31 décembre	
	2005	2004
		(Retraités – note 1 p))
	En millions de dollars	
Bénéfices non répartis au début de l'exercice	418,9 \$	355,5 \$
Bénéfice net	101,2	149,8
	520,1	505,3
Dividendes sur les actions ordinaires	95,1	86,4
Bénéfices non répartis à la fin de l'exercice	425,0 \$	418,9 \$

TERASEN INC.
BILANS CONSOLIDÉS

	En millions de dollars Aux 31 décembre	
	2005	2004
		(Retraités – note 1 p))
Actif		
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme	79,4 \$	20,0 \$
Débiteurs	468,1	348,6
Stocks de gaz entreposés et fournitures	205,7	189,2
Charges payées d'avance	14,1	9,5
Partie échéant à moins de un an des comptes de stabilisation tarifaire (note 7).....	28,4	27,1
Actifs à court terme destinés à la vente (note 3).....	54,8	–
	850,5	594,4
Immobilisations corporelles (note 6)	3 907,9	3 892,5
Investissement à long terme.....	238,3	218,9
Écart d'acquisition.....	76,4	128,0
Comptes de stabilisation tarifaire (note 7)	48,3	60,6
Autres actifs (note 8)	84,8	87,4
Actifs à long terme destinés à la vente (note 3)	109,9	–
	5 316,1 \$	4 981,8 \$
Passif et capitaux propres		
Passif à court terme		
Billets à court terme	681,0 \$	248,0 \$
Créditeurs et charges à payer.....	433,8	365,7
Impôt sur les bénéfices et autres impôts et taxes à payer.....	30,8	36,4
Partie échéant à moins de un an des comptes de stabilisation tarifaire (note 7).....	47,9	27,6
Partie échéant à moins de un an de la dette à long terme (note 9)	398,2	416,7
Dû à la société mère	0,4	–
Passifs à court terme destinés à la vente (note 3).....	24,5	–
	1 616,6	1 094,4
Dette à long terme (note 9)	2 012,9	2 291,6
Autres passifs à long terme et crédits reportés (note 10)	168,5	156,0
Impôts futurs (note 15)	88,7	68,7
Passifs à long terme destinés à la vente (note 3).....	13,7	–
	3 900,4	3 610,7
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 11)	904,9	883,4 \$
Surplus d'apport (note 12).....	137,5	132,5
Bénéfices non répartis	425,0	418,9
Écart de conversion	(0,7)	(12,7)
	1 466,7	1 422,1
Moins le coût des actions ordinaires détenues par Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.	51,0	51,0
	1 415,7	1 371,1
	5 316,1 \$	4 981,8 \$

Au nom du conseil,

(Signé) JAMES M. STANFORD
Administrateur

(Signé) DOUGLAS W.G. WHITEHEAD
Administrateur

TERASEN INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

	Exercices terminés les 31 décembre	
	2005	2004
	En millions de dollars	
Flux de trésorerie liés aux activités suivantes :		
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	101,2 \$	149,8 \$
Rajustements au titre des postes hors caisse		
Perte (bénéfice) provenant des activités abandonnées	4,9	(3,3)
Amortissement	142,6	144,5
Bénéfice tiré de la participation dans Clean Energy	(2,5)	-
Quote-part du bénéfice tiré des investissements à long terme, en excédent des distributions au comptant	(19,4)	(14,3)
Impôts futurs	2,9	(0,5)
Autres	18,7	10,2
	<u>248,4</u>	<u>286,4</u>
Diminution des comptes de stabilisation tarifaire	10,1	31,0
Activités abandonnées – services liés à l'eau et aux services publics	5,2	3,3
Variations hors caisse du fonds de roulement	(68,3)	14,7
	<u>195,4</u>	<u>335,4</u>
Activités d'investissement		
Immobilisations corporelles	(214,7)	(154,4)
Acquisition d'entreprises de services liés à l'eau et aux services publics (note 4)	-	(57,9)
Produit tiré de la vente de Clean Energy (note 4)	43,0	-
Activités abandonnées – services liés à l'eau et aux services publics	(36,8)	-
Produit tiré de la vente d'autres immobilisations corporelles	-	0,9
Produit tiré de la vente d'actifs de distribution de gaz naturel (note 10)	7,2	64,6
Autres actifs et crédits reportés	(11,2)	(13,4)
	<u>(212,5)</u>	<u>(160,2)</u>
Activités de financement		
Augmentation (diminution) des billets à court terme	433,0	(305,9)
Augmentation de la dette à long terme	601,5	339,1
Réduction de la dette à long terme	(884,9)	(118,2)
Avances de la société mère	0,4	-
Activités abandonnées – services liés à l'eau et aux services publics	0,7	-
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission (note 11)	20,9	14,7
Dividendes sur les actions ordinaires	(95,1)	(86,4)
	<u>76,5</u>	<u>(156,7)</u>
Augmentation nette de l'encaisse	59,4	18,5
Encaisse au début de l'exercice	20,0	1,5
Encaisse à la fin de l'exercice	<u>79,4 \$</u>	<u>20,0 \$</u>
Information supplémentaire sur les flux de trésorerie		
Intérêts versés durant l'exercice	187,6 \$	162,7 \$
Impôts sur les bénéfices versés durant l'exercice	48,4	78,1
Opérations hors caisse		
Rajustement à la valeur de marché de certains instruments dérivés sur le gaz naturel reporté dans les comptes de stabilisation tarifaire	21,2	-

Le terme encaisse désigne les liquidités ou la dette bancaire

TERASEN INC.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(les montants dans les tableaux sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire)

EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2005 ET 2004

Terasen Inc. (« Terasen » ou la « société ») fournit des services de transport énergétique et de gestion de l'actif d'entreprises de services publics. L'exploitation de Terasen est répartie dans trois principaux secteurs, qui sont soumis à une gestion distincte dans le but d'en évaluer le rendement opérationnel.

a) Les activités de distribution de gaz naturel comportent le transport et la distribution du gaz naturel et du gaz propane aux clients résidentiels, commerciaux, institutionnels et industriels de la Colombie-Britannique. Ces activités sont menées par l'entremise de Terasen Gas Inc. (« Terasen Gas »), desservant le Lower Mainland et l'intérieur de la Colombie-Britannique, Terasen Gas (Vancouver Island) Inc. (« TGVI »), desservant l'île de Vancouver et la région côtière appelée Sunshine Coast, Terasen Gas (Whistler) Inc. et Terasen Gas (Squamish) Inc.

b) Les activités de transport du pétrole sont menées par Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc. (« Trans Mountain »), qui est propriétaire et exploitante d'un réseau pipelinier pour le transport général de pétrole brut et raffiné reliant Edmonton (Alberta), Vancouver (Colombie Britannique) et l'État de Washington, nommé Terasen Pipelines (Corridor) Inc. (« Corridor »), qui est propriétaire d'un pipeline pour le transport du bitume dilué dans le nord de l'Alberta, ainsi que d'entités lui appartenant à 33 1/3 %, soit Express Pipeline LP et Express US Holdings LP (le « réseau Express »). Le réseau Express assure le transport du pétrole brut à partir de Hardisty (Alberta), à travers la région des montagnes Rocheuses des États-Unis, jusqu'à Wood River, en Illinois.

c) Les activités comportant des services liés à l'eau et aux services publics consistent à fournir des services de traitement de l'eau et des eaux usées, de distribution d'eau et de collecte des eaux usées, de relève des compteurs, de gestion des parcs de compteurs, ainsi que des services d'installation et la vente de produits reliés aux marchés de l'eau, des égouts et de l'irrigation. Ces activités sont menées par Terasen Waterworks (Supply) Inc., Terasen Utility Services Inc., Terasen Utility Services (U.S.) Inc. (collectivement, les « services liés à l'eau et aux services publics de Terasen »), et au moyen de la participation de 50 % de la société dans Fairbanks Sewer and Water Inc. (« FSW »). Ces activités ont été inscrites au poste des activités abandonnées tel qu'il est décrit à la note 3.

d) Le poste *Autres activités* englobe les activités de services conseils à l'échelle internationale, la participation de 30 % de la société dans CustomerWorks LP (« CWLP »), les frais de financement et charges administratives du siège social, ainsi que la participation de 40 % (45 % en 2004) de la société dans Clean Energy Fuels Corp. (« Clean Energy »), qui faisait l'objet d'une consolidation proportionnelle jusqu'au premier trimestre de 2005, puis qui a été comptabilisée à la valeur de consolidation jusqu'à la vente de cette participation, le 31 octobre 2005 (note 4) .

La société exerce ses activités au Canada et aux États-Unis, mais à l'heure actuelle, les activités exercées aux États-Unis ne sont pas de taille suffisante pour être comptabilisées sous un secteur d'exploitation ou un secteur géographique isolable.

Le 30 novembre 2005, la totalité des actions de la société a été acquise par Kinder Morgan, Inc. (« KMI ») aux termes d'une convention de regroupement intervenue le 1^{er} août 2005. Les actionnaires de la société ont eu le choix de recevoir, pour chaque action de Terasen détenue, i) 35,75 \$ au comptant, ii) 0,3331 action ordinaire de KMI ou iii) 23,25 \$ au comptant et 0,1165 action ordinaire de KMI. Au total, quelque 12,5 millions d'actions ordinaires de KMI ont été émises aux porteurs de titres de Terasen, qui ont reçu des paiements au comptant d'environ 2,49 milliards de dollars. La société a imputé au bénéficiaire les coûts après impôts de 42,9 millions de dollars associés à l'opération durant l'exercice terminé le 31 décembre 2005, somme qui se composait principalement de frais avant impôts de 14,7 millions de dollars au titre des services bancaires d'investissement, de frais de 14,4 millions de dollars pour des indemnités de séparation et des frais reliés à la main-d'œuvre, de coûts de 3,6 millions de dollars associés aux options d'achat d'actions décrits à la note 12, ainsi que de la radiation de la charge d'impôts de 15,3 millions de dollars découlant de la restriction sur le report prospectif des pertes au regard de l'impôt.

1. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

La préparation des présents états financiers consolidés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada a obligé la direction à faire des estimations et à poser des hypothèses qui ont influé sur les montants des actifs, des passifs, des produits et des charges déclarés dans les états financiers et sur les informations fournies au sujet des actifs et des passifs éventuels. Les résultats réels peuvent différer de ces estimations.

1. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES (SUITE)

De l'avis de la direction, les présents états financiers consolidés ont été dressés adéquatement dans les limites raisonnables de l'importance relative et ils reflètent les principales conventions comptables qui sont résumées ci-après.

a) MODE DE PRÉSENTATION

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de la société et de ses filiales, ainsi que la quote-part qui lui revient des compte des entités sur lesquelles elle exerce conjointement un contrôle. Les investissements dans des entités qui ne sont pas des filiales ni des coentreprises, mais sur lesquelles la société exerce une influence notable sont comptabilisés à la valeur de consolidation.

Certains des chiffres correspondants des exercices antérieurs ont été reclassés afin d'être conformes à la présentation de l'exercice courant.

b) CONVERSION DES COMPTES ÉTABLIS EN MONNAIE ÉTRANGÈRE

La société convertit les états financiers de ses entreprises autonomes de services liés à l'eau et aux services publics, tout comme ceux de Clean Energy, qui sont libellés en dollars US, en dollars canadiens en appliquant la méthode du taux de change courant. Selon cette méthode, les actifs et les passifs sont convertis au taux de change en vigueur à la date du bilan, les produits et les charges sont convertis selon les taux de change moyens pour la période, tandis que les gains et les pertes découlant de la conversion des états financiers sont comptabilisés au poste Écart de conversion sous les capitaux propres.

Les établissements de transport du pétrole de la société qui sont situés aux États-Unis sont intégrés et font l'objet d'une conversion en dollars canadiens à l'aide de la méthode temporelle. Selon cette méthode, les actifs et les passifs monétaires libellés en monnaie étrangère sont convertis aux taux de change en vigueur à la date du bilan, à l'exception de certaines créances à long terme du réseau Express, qui sont considérées comme étant une couverture des produits libellés en dollars US du réseau Express. Les actifs et les passifs non monétaires libellés en monnaie étrangère sont convertis aux taux de change en vigueur aux dates où les actifs ont été acquis ou les passifs ont été pris en charge, et les produits et les charges sont convertis selon les taux de change moyens pour le mois durant lequel les opérations ont été effectuées. Selon cette méthode, les gains et les pertes découlant de la conversion sont comptabilisés aux produits au moment où ils surviennent.

c) RÉGLEMENTATION

Les entreprises de distribution de gaz naturel sont régies par la British Columbia Utilities Commission (la « BCUC »), autorité de réglementation indépendante. Terasen Gas et TGVI sont toutes deux parties à des ententes pluriannuelles expirant à la fin de 2007. Ces ententes pluriannuelles sont fondées sur le coût des services et assorties de taux de rendement permis par la BCUC sur l'actif réglementé. Pour 2005, le taux de rendement permis de Terasen Gas s'élevait à 9,03 % et celui de TGVI, à 9,53 %. Les taux de rendement permis sont établis d'après un ratio théorique de 67 % de capitaux d'emprunt et de 33 % de capitaux propres pour Terasen Gas et un ratio de 65 %/35 % pour TGVI. Ces entités sont dotées d'examen annuel en vue des approbations tarifaires et les taux de rendement permis sont rétablis annuellement, sauf si la BCUC en décide autrement.

L'exploitation de Trans Mountain et du réseau Express est régie par des ententes contractuelles avec les expéditeurs tout en étant réglementée au Canada par l'Office national de l'énergie; aux États-Unis, les questions tarifaires sont réglementées par l'organisme intitulé Federal Energy Regulatory Commission. Ces autorités de réglementation sont toutes deux des organismes indépendants. Trans Mountain a conclu un protocole d'entente avec les expéditeurs au sujet d'une nouvelle entente quinquennale qui expirera à la fin de 2010. Le réseau Express dispose de contrats de service fermes dont la durée s'étale jusqu'en 2015.

L'exploitation de Corridor est régie par des ententes contractuelles avec les expéditeurs tout en étant réglementée par Alberta Energy and Utilities Board (l'« AEUB »), autorité de réglementation indépendante. Les tarifs de Corridor sont fixés en fonction du coût du service à l'aide de formules intégrées dans les ententes conclues avec les expéditeurs.

1. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES (SUITE)

FSW est réglementée par la Commission de réglementation de l'Alaska, autorité de réglementation indépendante. FSW est partie à une entente fondée sur le coût du service assortie de taux de rendement permis fixés par la Commission de réglementation. FSW pratique actuellement des taux provisoires en attendant que cette Commission statue sur une nouvelle requête en majoration tarifaire.

Quelque 95 % des activités de la société sont réglementées par des organismes de réglementation indépendants qui exercent un pouvoir légal sur des questions telles que les taux de rendement, la construction et l'exploitation d'installations, les pratiques comptables, les tarifs et droits de transport, ainsi que les ententes contractuelles conclues avec la clientèle.

Afin de rendre compte des conséquences économiques 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, serait prévu aux termes des principes comptables généralement reconnus à l'égard des entreprises non réglementées.

Les retombées de la réglementation tarifaire sur les activités de la société au 31 décembre 2005 et pour la période de douze mois terminée à cette date sont décrites dans la présente note *Principales conventions comptables*, ainsi que dans la note 6 *Immobilisations corporelles*, la note 7 *Comptes de stabilisation tarifaire*, la note 8 *Autres actifs*, la note 10 *Autres passifs à long terme et crédits reportés*, la note 13 *Régimes d'avantages sociaux*, la note 14 *Frais de financement* et la note 15 *Impôts sur les bénéfices*.

d) STOCKS

Les stocks de gaz entreposés sont évalués au coût moyen pondéré. Les stocks de fournitures et les autres stocks sont évalués au coût ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux.

e) IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Les immobilisations sont inscrites 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, des améliorations et des remplacements des réseaux, la ventilation des coûts indirects ainsi qu'une provision pour les fonds utilisés pendant la construction. Lorsque les autorités de réglementation l'autorisent, pour ce qui est des activités réglementées, une provision est capitalisée aux taux approuvés au titre des capitaux propres utilisés durant la construction.

L'amortissement des actifs réglementés est calculé selon la méthode linéaire sur leur durée de vie utile. Les taux d'amortissement pour les actifs non réglementés sont approuvés par l'autorité de réglementation respective et, en ce qui a trait aux actifs non réglementés, ces taux sont établis d'après les estimations de la direction quant à la durée de vie utile des actifs. L'amortissement du matériel non réglementé est comptabilisé suivant la méthode l'amortissement dégressif.

Les coûts des immobilisations réglementées amortissables mises hors service, ainsi que les coûts d'enlèvement, déduction faite de la récupération, sont imputés à l'amortissement accumulé, tout comme l'est un gain réalisé ou une perte subie lors d'une aliénation.

f) RÉDUCTION 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 situation indiquent que la valeur comptable d'un actif pourrait ne pas être recouvrable. Le caractère recouvrable d'un actif est établi en comparant la valeur comptable de celui-ci aux flux de trésorerie estimatifs prévus non actualisés censés en être dégagés. Si la valeur comptable d'un actif est supérieure aux flux de trésorerie prévus estimatifs, une charge au titre de la perte de valeur est constatée en un montant correspondant à l'excédent de la valeur comptable de l'actif sur sa juste valeur.

1. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES (SUITE)

g) OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'ACTIFS

La société inscrit à titre de passif la juste valeur d'une obligation future liée à la mise hors service d'actifs durant la période au cours de laquelle elle devient soumise aux obligations juridiques découlant de la mise hors service des actifs corporels à long terme en rapport avec l'acquisition, la construction, l'aménagement et/ou l'utilisation normale des actifs. La société constate parallèlement une augmentation correspondante de la valeur comptable de l'actif corporel à long terme en cause dont l'amortissement est calculé sur la durée de l'actif. La juste valeur de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations est estimée en fonction des flux de trésorerie prévus dans le but de tenir compte de divers résultats possibles, au moyen d'un taux d'intérêt sans risque rajusté suivant le crédit. Après la date où elle est établie initialement, l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations est rajustée à la fin de chaque période pour tenir compte de l'écoulement du temps et des variations des flux de trésorerie estimatifs prévus rattachés à l'obligation. Les changements apportés à l'obligation en raison de l'écoulement du temps sont imputés aux résultats en tant que charge d'exploitation à l'aide de la méthode de détermination de l'intérêt. Lorsque cette obligation change en raison de variations des flux de trésorerie estimatifs, ce changement est imputé à titre de rajustement de la valeur comptable de l'actif à long terme visé dont l'amortissement est calculé sur la durée de vie restante de l'actif.

À l'heure actuelle, étant donné qu'il n'est pas possible de déterminer la juste valeur des coûts futurs d'enlèvement des installations et de restauration du site pour les réseaux de distribution de gaz naturel et de transport de pétrole de la société, celle-ci n'a pas constaté d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations aux 31 décembre 2005 et 2004. En ce qui concerne les activités réglementées, la société peut raisonnablement s'attendre à recouvrer les coûts de mise hors service d'immobilisations par voie des tarifs ou des droits de transport futurs.

h) COMPTES DE STABILISATION TARIFAIRE

TGVI maintient un compte de report du déficit des produits (« CRDP ») approuvé par la BCUC, où elle accumule les coûts non recouverts consacrés à la prestation de services aux clients, ces coûts étant réduits lorsque le bénéfice dépasse le rendement autorisé établi par la BCUC. La société a accumulé, dans le CRDP, le bénéfice autorisé dépassant le bénéfice qui a été réalisé avant 2003 et le CRDP devrait être récupéré par le truchement de la tarification future. Au cours des exercices terminés les 31 décembre 2005 et 2004, le CRDP a diminué dans la mesure où le bénéfice a dépassé le rendement autorisé.

Terasen Gas est autorisée par la BCUC à maintenir des comptes de stabilisation tarifaire afin d'atténuer les répercussions que peuvent avoir sur son bénéfice des facteurs imprévisibles et indépendants de sa volonté, soit essentiellement les fluctuations des volumes découlant des conditions climatiques et des coûts du gaz naturel. Le montant de l'incidence sur la marge que peuvent avoir les différences entre la consommation réelle des clients des secteurs résidentiel et commercial et leur consommation prévue est accumulé dans le compte du mécanisme de rajustement pour la stabilisation des produits (« MRSP »).

En 2004, le compte de rapprochement des coûts du gaz (« CRCG »), qui cumule les écarts entre les coûts réels du gaz naturel et ceux prévus, tels qu'ils sont recouverts par voie de tarifs de base, a été remplacé par le compte de rapprochement des coûts des marchandises (« CRCM ») et par le compte de rapprochement des coûts des activités médianes (« CRCAM »). La BCUC a approuvé les deux nouveaux comptes et que soient séparés les coûts pouvant être affectés à l'ensemble des ventes aux clients (CRCAM) et les coûts attribuables 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 maintient un compte de fluctuation des coûts du gaz (« CFCG ») qui lui permet d'atténuer les répercussions sur son bénéfice des fluctuations du coût du gaz naturel. Le CFCG peut être récupéré à partir de tarifs auprès des clients situés dans le territoire desservi par TGVI durant les périodes ultérieures.

Tous les soldes des comptes de stabilisation tarifaire de TGVI et de Terasen Gas sont amortis et récupérés par voie des tarifs autorisés par la BCUC.

1. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES (SUITE)

i) CHARGES REPORTÉES

La société reporte certaines charges dont le recouvrement par le biais des tarifs ou des droits de transport futurs 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'autorité de réglementation et selon leur nature.

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 ont trait aux projets qui peuvent générer des avantages dans l'avenir; ces charges sont capitalisées à l'achèvement du projet, passées en charges si le projet est abandonné ou amorties sur leur durée de vie utile.

j) 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 et est évalué chaque année pour déceler toute perte de valeur en comparant la valeur comptable à la juste valeur de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation à laquelle il se rapporte. Tout excédent de la valeur comptable sur la juste valeur est constaté en tant que perte de valeur.

k) 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 publics s'occupant de distribution de gaz naturel inscrivent les produits tirés des ventes 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, puis elles rajustent ces produits en fonction du mécanisme de rajustement pour la stabilisation des produits et d'autres mesures approuvées par la BCUC.

En ce qui concerne les activités de transport de pétrole, les produits sont constatés à la livraison et ils sont rajustés d'après les modalités s'appliquant au règlement des droits de transport auprès des expéditeurs, qui sont approuvées par l'autorité de réglementation pertinente.

Pour ce qui est des produits tirés des services liés à l'eau et aux services publics, ils sont comptabilisés lorsque les services ont été rendus ou que les produits ont été livrés.

l) INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

La société recourt à des instruments financiers dérivés ou à d'autres instruments financiers pour gérer son exposition aux fluctuations des taux de change, des taux d'intérêt et des cours des produits de base dans le secteur énergétique.

Afin d'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 particuliers au bilan ou à titre d'engagements fermes particuliers ou d'opérations prévues. De plus, la société évalue, aussi bien à la mise en place que 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 qui sont comptabilisés à titre de couverture ne sont pas constatés dans les états financiers consolidés.

Les instruments financiers dérivés qui ne sont pas considérés comme étant efficaces en tant que couverture sont constatés à la juste valeur à la date du bilan. La valeur comptable de ces instruments dérivés, qui comprennent les gains et les pertes non réalisés, est incluse dans les comptes débiteurs dans le cas des contrats avantageux et dans les comptes créditeurs et charges à payer dans le cas des contrats déficitaires. Une écriture de compensation au titre du gain ou de la perte est passée dans les comptes de stabilisation tarifaire, car les gains réalisés ou les pertes subies sont transmis à la clientèle au moment où ils sont réalisés.

1. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES (SUITE)

La société documente de manière formelle tous les liens entre les instruments de couverture et les éléments qu'ils couvrent, ainsi que les objectifs et la stratégie de gestion des risques qu'elle met en œuvre pour effectuer diverses opérations de couverture.

Sur approbation de l'autorité de réglementation, les instruments dérivés sont employés afin de gérer les risques liés au cours du gaz naturel dans le cadre des 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 compris 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; il est géré par le biais des comptes de report réglementaires.

Les emprunts à court terme et la dette à long terme à taux variable de la société sont exposés au risque lié aux taux d'intérêt. La société gère le risque lié aux taux d'intérêt au moyen de dérivés sur taux, et les versements et rentrées de fonds attribuables aux contrats de swap de taux sont comptabilisés en tant que rajustements aux frais de financement.

Le bénéfice revenant à la société et tiré du tronçon du réseau pipelinier de transport de pétrole brut de Trans Mountain, qui est situé aux États-Unis, tout comme l'investissement de la société dans le réseau Express, sont assujettis à des risques de change. La société gère une partie de cette exposition au risque de change en recourant à des instruments dérivés sur devises.

Sauf si l'autorité de la réglementation en décide autrement, lorsqu'un instrument dérivé expire ou qu'il cesse d'être efficace avant son échéance, le gain ou la perte à cette date est reporté et comptabilisé dans les résultats en même temps que l'élément couvert. Tout écart subséquent dans la valeur d'un instrument dérivé est constaté dans les résultats.

Les instruments dérivés qui ne servent pas de couverture et qui ne sont pas réglementés sont évalués à la valeur marchande à la date du bilan et leurs fluctuations de valeur sont imputées aux résultats.

m) RÉGIMES D'AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

La société offre aux salariés un certain nombre de régimes d'avantages sociaux qui comprennent des régimes de retraite à prestations déterminées, à cotisations déterminées ainsi que divers autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite.

Les coûts des prestations de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite gagnés par les salariés sont établis par calculs actuariels à mesure que les salariés rendent les services, sauf lorsque l'autorité de réglementation exige que les coûts soient passés en charges à mesure de leur règlement. La société utilise la méthode de répartition des prestations au prorata des services ainsi que les estimations formulées par la direction en matière de rendement prévu des actifs des régimes, de la croissance des salaires, de l'âge de départ à la retraite des salariés, de mortalité et des coûts futurs des soins de santé. Le taux d'actualisation servant à évaluer les obligations repose sur les rendements d'obligations de sociétés cotées AA. La société constate les coûts des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi au fur et à mesure que ses salariés fournissent des services, sauf lorsque l'autorité de réglementation exige que ces coûts soient passés en charges au moment du règlement.

1. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES (SUITE)

Le rendement prévu des actifs des régimes repose sur l'estimation de la direction quant au taux de rendement prévu à long terme des actifs des régimes et à la valeur axée sur la valeur marchande des actifs des régimes. Au 31 décembre 2005, la valeur axée sur la valeur marchande des actifs a été calculée comme étant la moyenne de la valeur marchande des actifs investis au 31 décembre 2005 et deux valeurs marchandes extrapolées établies par calculs actuariels des actifs investis au 31 décembre 2005. Les deux valeurs marchandes extrapolées sont établies à l'aide de la valeur marchande des actifs investis au 31 décembre 2003, rajustée au 31 décembre 2005 pour tenir compte des cotisations nettes et des rendements présumés des investissements de 2004 et de 2005, et à l'aide de la valeur marchande des actifs investis au 31 décembre 2004, rajustée au 31 décembre 2005 pour tenir compte des cotisations nettes et des rendements présumés des investissements en 2005. La moyenne de ces trois montants est alors inscrite à titre de valeur axée sur la valeur marchande des actifs des régimes servant au calcul de la charge nette au titre des prestations.

Les rajustements représentant plus de 10 % du plus élevé de l'obligation au titre des prestations constituées et de la juste valeur des actifs des régimes et découlant des modifications apportées à ceux-ci, des changements dans les hypothèses et des gains et des pertes actuariels sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité du groupe de salariés couvert par les régimes. Les résultats réels seront souvent différents des hypothèses actuarielles, ce qui se traduira 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.

n) IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Les activités réglementées des secteurs gazier et pétrolier de la société constatent leur charge d'impôts et la recouvrent par voie des tarifs, tel que le prescrit l'autorité de réglementation respective. Ainsi, elles comptabilisent leurs impôts sur les bénéfices au moyen de la méthode des impôts exigibles et elles inscrivent 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 voie des tarifs au moment où ils deviendront exigibles.

Les activités non réglementées de la société et FSW utilisent la méthode du report variable aux fins de la comptabilisation des impôts sur les bénéfices. Les actifs et passifs d'impôts futurs sont déterminés en fonction des écarts temporaires entre la valeur fiscale des actifs et des passifs et leur valeur comptable paraissant dans les états financiers. Les actifs et les passifs d'impôts futurs sont calculés selon le taux d'imposition anticipé pour les périodes durant lesquelles il est prévu que ces écarts temporaires se résorberont.

o) RÉMUNÉRATION À BASE D' ACTIONS

La société offrait un régime d'options d'achat d'actions selon lequel les dirigeants, les administrateurs et certains membres clés du personnel pouvaient se voir attribuer des options d'achat d'actions ordinaires. La société recourt à la méthode de la juste valeur pour évaluer les options d'achat d'actions attribuées depuis le 1^{er} janvier 2003. Selon la méthode d'évaluation fondée sur la juste valeur, la charge de rémunération est établie en fonction de la juste valeur à la date d'attribution et passée en charges durant leur période d'acquisition.

Avant le 1^{er} janvier 2003, la société utilisait la méthode du règlement pour constater les options d'achat d'actions, selon laquelle toute forme de contrepartie versée par les salariés au moment de l'exercice d'options d'achat d'actions était créditée aux actions ordinaires et aucune charge de rémunération n'était comptabilisée.

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

1. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES (SUITE)

La société a émis des unités d'actions à dividendes différés (« UADD ») aux membres de la haute direction et du conseil d'administration dans le cadre de régimes de rémunération à long terme et aussi à titre de rémunération incitative des membres du conseil d'administration. Les UADD étaient évaluées à la valeur marchande à la fin de chaque trimestre et les gains ou les pertes étaient imputés aux résultats. Les dividendes théoriques gagnés sur les UADD qui étaient réinvestis en UADD supplémentaires au moment du versement des dividendes n'étaient versés et réglés au comptant seulement à l'occasion du départ à la retraite ou de la cessation d'emploi de la personne les ayant reçus. Les UADD ont été réglés au comptant par suite de l'acquisition de la société par KMI, le 30 novembre 2005.

p) PASSIF ET CAPITAUX PROPRES

Conformément aux changements apportés récemment au chapitre 3861 du *Manuel de l'ICCA*, « Instruments financiers — informations à fournir et présentation », une tranche de 125 millions de dollars de titres de participation de la société à 8 % a été transférée des capitaux propres aux passifs étant donné que les titres de participation peuvent être réglés au moyen de l'émission d'actions à des prix qui varient en fonction de la valeur marchande des actions ordinaires de la société à la date du règlement. Ainsi, les distributions associées aux titres de participation sont désormais comptabilisées à titre de frais de financement et les avantages fiscaux qui s'y rattachent sont constatés dans la charge d'impôts. Auparavant, les distributions étaient constatées après les impôts, en réduction du bénéfice net pour établir le bénéfice applicable aux actions ordinaires. Cela n'a pas eu de répercussions sur le bénéfice applicable aux actions ordinaires ni sur le bénéfice par action. Les changements ont été appliqués avec effet rétroactif et ont donné lieu à une augmentation de la dette à long terme et à une diminution des capitaux propres, toutes deux d'un montant de 125,0 millions de dollars, en comparaison des montants constatés antérieurement au 31 décembre 2004. Le reclassement a aussi entraîné une hausse de 10,0 millions de dollars des frais de financement, une baisse de 3,4 millions de dollars de la charge d'impôts et une réduction de 6,6 millions des distributions sur les titres de participation comparativement aux montants inscrits pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004.

q) ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

La société a adopté, le 1^{er} janvier 2005, la note d'orientation concernant la comptabilité n° 15 « Consolidation des entités à détenteurs de droits variables » du *manuel de l'ICCA*. La société a passé en revue les entités avec lesquelles elle fait affaire pour en venir à la conclusion que selon les définitions données dans la note d'orientation, la participation de la société dans Express US Holdings LP, qui fait partie du réseau Express, est réputée être une entité à détenteurs de droits variables. Étant donné que la société n'a pas été identifiée en tant que bénéficiaire principal d'Express US Holdings LP, elle continue de comptabiliser son investissement dans le réseau Express à la valeur de consolidation. L'exposition future de la société aux pertes subies au titre de son investissement est représentée par la valeur comptable de celui-ci.

2. INFORMATION SECTORIELLE

2005

	Distribution de gaz naturel	Transport de pétrole	Autres activités	Total
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) réseau Express.....	-	(21,9)	-	(21,9)
Impôts sur les bénéfices (recouvrement).....	54,4	9,0	(11,8)	51,6
(Bénéfice) provenant de Clean Energy, déduction faite des frais d'aliénation.....	-	-	(2,5)	(2,5)
Bénéfice net (perte nette) avant les activités abandonnées.....	90,8	64,5	(49,2)	106,1
Bénéfice (perte) provenant des activités abandonnées.....	-	-	(4,9)	(4,9)
Bénéfice net (perte nette).....	90,8	64,5	(54,1)	101,2
Total de l'actif.....	3 656,9	1 397,1	262,1	5 316,1
Écart d'acquisition.....	76,4	-	-	76,4
Dépenses en immobilisations.....	176,3	37,4	1,0	214,7

2004

	Distribution de gaz naturel	Transport de pétrole	Autres activités	Total
Produits.....	1 494,1 \$	225,5 \$	78,5 \$	1 798,1 \$
Coût du gaz naturel.....	885,4	-	-	885,4
Coût des produits tirés des autres activités.....	-	-	52,8	52,8
Exploitation et entretien.....	190,5	66,0	18,2	274,7
Amortissement.....	98,7	35,9	9,9	144,5
Impôts fonciers et autres impôts et taxes.....	47,1	22,5	0,3	69,9
	1 221,7	124,4	81,2	1 427,3
Bénéfice d'exploitation.....	272,4	101,1	(2,7)	370,8
Frais de financement.....	126,2	22,5	26,9	175,6
Quote-part du (bénéfice) réseau Express.....	-	(15,0)	-	(15,0)
Impôts sur les bénéfices (recouvrement).....	50,3	22,7	(9,3)	63,7
Bénéfice net (perte nette).....	95,9	70,9	(20,3)	146,5
Bénéfice provenant des activités abandonnées.....	-	-	3,3	3,3
Bénéfice net (perte nette).....	95,9	70,9	(17,0)	149,8
Total de l'actif.....	3 386,2	1 350,4	245,2	4 981,8
Écart d'acquisition.....	76,4	-	51,6	128,0
Dépenses en immobilisations.....	112,3	31,0	11,1	154,4

L'information sectorielle contenue dans les présents états financiers consolidés a été changée par rapport à celle présentée dans les états financiers annuels du 31 décembre 2004 et elle ne couvre plus les entreprises de services liés à l'eau et aux services publics, maintenant inscrites sous les activités abandonnées. La participation de 30 % de Terasen dans CWLP est désormais comptabilisée au poste *Autres activités*. L'information sectorielle comparative a été retraitée pour tenir compte de ce changement.

3. ACTIVITÉS ABANDONNÉES

En janvier 2006, la société a conclu une entente visant la vente des services liés à l'eau et aux services publics de Terasen, notamment la participation de 50 % de la société dans FSW, à un consortium formé de tiers externes et de membres de la haute direction affectés aux services liés à l'eau et aux services publics de Terasen. Cette vente ne comporte pas la participation de la société dans CWLP. Le produit tiré de cette opération devrait s'établir approximativement à la valeur comptable consolidée nette de ces activités abandonnées au 31 décembre 2005, sans donner lieu ni à des gains ni à des pertes d'importance. La société prévoit que cette vente sera concrétisée à la fin d'avril 2006.

En date du 31 décembre 2005, la société a classé l'actif et le passif des entités visées par la vente dans la catégorie des actifs et des passifs destinés à la vente. Les postes des produits et des charges de 2005 ont été classés comme bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités abandonnées et les données comparatives ont été retraitées pour tenir compte de cette présentation. Les produits bruts imputables aux services liés à l'eau et aux services publics de Terasen se sont élevés à 205,1 millions de dollars en 2005 (158,9 millions de dollars en 2004) et le bénéfice avant les impôts s'est établi à 1,4 million de dollars (6,4 millions de dollars en 2004). Le bénéfice avant les impôts de 2005 comporte une charge au bénéfice de 7,2 millions de dollars découlant des pertes de change au titre de l'investissement de la société dans des établissements étrangers autonomes. Les impôts sur les bénéfices liés aux activités abandonnées comportent une charge de 3,4 millions de dollars relative au bénéfice d'exploitation des entités et une écriture de radiation de 2,9 millions de dollars à l'égard des pertes fiscales qui ne peuvent être réclamées par suite du changement de contrôle.

4. ACQUISITIONS ET ALIÉNATIONS

ALIÉNATION DE CLEAN ENERGY

Le 31 octobre 2005, la société a vendu sa participation de 40,38 % dans Clean Energy pour un produit de quelque 35,9 millions de dollars US. Cette vente, jumelée au bénéfice tiré de la participation dans Clean Energy pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2005, a entraîné un gain de 2,5 millions de dollars, notamment la constatation de la totalité des gains non réalisés sur les contrats à terme de gaz de Clean Energy en 2005, qui totalisaient 10,9 millions de dollars, et la comptabilisation de pertes de change qui étaient antérieurement incluses dans les capitaux propres, totalisant 8,4 millions de dollars.

ACQUISITIONS D'ENTREPRISES DE SERVICES LIÉS À L'EAU ET AUX SERVICES PUBLICS

En 2005 la société a acquis deux entreprises de services liés à l'eau et aux services publics moyennant un produit total au comptant de 11,2 millions de dollars. Les liquidités affectées à l'acquisition de ces entreprises ont été inscrites sous *Activités d'investissement – Activités abandonnées* dans les états des flux de trésorerie.

Le 31 juillet 2004, la société a acquis une participation de 50 pour cent dans FSW. FSW fournit des services de traitement de l'eau et des eaux usées, de distribution d'eau et de collecte des eaux usées à Fairbanks, en Alaska. La société a payé 40,8 millions de dollars en échange de sa participation de 50 pour cent, après les rajustements du fonds de roulement. La société a comptabilisé l'acquisition de FSW selon la méthode de l'acquisition et elle a consolidé de manière proportionnelle sa moitié des activités d'exploitation depuis la date de l'acquisition.

La société et les autres propriétaires de FSW peuvent se prévaloir de l'option leur permettant de faire acquérir par Terasen la participation restante de 50 pour cent dans FSW, à sa juste valeur en 2009.

Au cours de 2004, la société a par ailleurs acquis la totalité des deux entreprises et a accru son investissement dans deux autres entreprises s'occupant de relève des compteurs et de gestion des parcs de compteurs et offrant des services d'installation au Canada et aux États-Unis. La société a payé 17,1 millions de dollars en échange de sa participation dans ces entreprises après rajustement du fonds de roulement. Le bénéfice tiré de ces entreprises acquises a été inscrit à l'état des résultats à partir de la date d'acquisition.

4. ACQUISITIONS ET ALIÉNATIONS (SUITE)

Le tableau suivant présente la ventilation du prix d'achat aux actifs et aux passifs acquis en 2004 :

	FSW	Autres	Total
Fonds de roulement	2,2 \$	7,1 \$	9,3 \$
Immobilisations corporelles.....	27,0	1,6	28,6
Écart d'acquisition.....	24,0	8,0	32,0
Autres actifs.....	0,5	0,4	0,9
Impôts futurs.....	(2,0)	-	(2,0)
Dette à long terme prise en charge.....	(10,9)	-	(10,9)
Total du montant versé au comptant.....	<u>40,8 \$</u>	<u>17,1 \$</u>	<u>57,9 \$</u>

5. INVESTISSEMENTS DANS LES ENTITÉS SUR LESQUELLES UN CONTRÔLE CONJOINT EST EXERCÉ

Au 31 décembre 2005, la société détenait une participation de 30 % dans CWLP et de 50 % dans FSW, qu'elle comptabilise selon la méthode de la consolidation proportionnelle. Les données comparatives pour 2004 présentées dans le tableau ci-après englobent la participation de la société dans Clean Energy, qui faisait l'objet d'une consolidation proportionnelle jusqu'au premier trimestre de 2005, puis qui a été comptabilisée à la valeur de consolidation jusqu'à la vente de la participation dans Clean Energy, en 2005. Les produits, les charges et le bénéfice net de 2004 ont été retraités afin de présenter le bénéfice net de la participation de 50 % de la société dans FSW à titre de bénéfice provenant des activités abandonnées. La participation proportionnelle de la société dans les actifs et les passifs de FSW n'a pas été prise en compte dans le tableau ci-dessous puisque ceux-ci ont été classés en tant qu'actifs et passifs destinés à la vente au 31 décembre 2005. La participation proportionnelle de la société dans FSW au 31 décembre 2005 comprend 52,8 millions de dollars d'actifs et 16,0 millions de dollars de passifs, qui sont tous classés comme étant destinés à la vente.

La quote-part revenant à la société des actifs, des passifs, des produits, des charges et des flux de trésorerie se rapportant à ces entités proportionnellement consolidées se résume comme suit :

	2005	2004
Actif à court terme	<u>10,2 \$</u>	<u>27,1 \$</u>
Actif à long terme (y compris les immobilisations corporelles et l'écart d'acquisition)	35,6	121,0
Passif à court terme.....	39,4	41,3
Passif à long terme.....	-	20,4
Produits.....	43,5	73,0
Charges (y compris les frais de financement et les impôts sur les bénéfices)	36,4	67,7
Bénéfice net provenant des activités poursuivies	7,1	5,3
Bénéfice provenant des activités abandonnées.....	1,7	0,6
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.....	13,9	7,8
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(0,1)	(7,5)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	-	0,2

6. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

2005

	Taux d'amortissement moyen pondéré	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Réseaux de distribution de gaz naturel.....	2,31 %	3 093,9 \$	596,7 \$	2 497,2 \$
Réseaux pipeliniers de pétrole	2,59 %	1 329,5	329,7	999,8
Immobilisations corporelles.....	9,13 %	427,4	167,0	260,4
Terrains et droits de passage.....	0,15 %	153,2	2,7	150,5
		<u>5 004,0 \$</u>	<u>1 096,1 \$</u>	<u>3 907,9 \$</u>

2004

	Taux d'amortissement moyen pondéré	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Réseaux de distribution de gaz naturel	2,40 %	3 009,6 \$	542,5	2 467,1 \$
Réseaux pipeliniers de pétrole.....	2,51 %	1 295,0	295,9	999,1
Usines et réseaux de distribution d'eau et de services publics.....	3,71 %	34,0	1,8	32,2
Immobilisations corporelles	8,98 %	404,4	160,3	244,1
Terrains et droits de passage.....	0,25 %	152,6	2,6	150,0
		<u>4 895,6 \$</u>	<u>1 003,1</u>	<u>3 892,5 \$</u>

Tel que le permettent les autorités de réglementation, au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2005, la société a capitalisé une provision de 1,0 million de dollars (1,0 million de dollars en 2004) au titre des capitaux propres utilisés durant la construction aux taux approuvés, ainsi que des frais généraux approuvés de 31,1 millions de dollars (31,1 millions de dollars en 2004), et elle a effectué des écritures de compensation aux résultats.

7. COMPTES DE STABILISATION TARIFAIRE

	2005	2004
<i>Actif à court terme</i>		
CRDP.....	12,8 \$	12,9 \$
MRSP	13,0	11,1
CRCM.....	-	2,7
Compte de fluctuation des coûts du gaz (TGVI)	2,6	0,4
	<u>28,4</u>	<u>27,1</u>
<i>Actif à long terme</i>		
CRDP	22,4	32,7
MRSP	25,9	27,9
	<u>48,3</u>	<u>60,6</u>
<i>Passif à court terme</i>		
CRCM.....	(21,3)	-
CRCAM.....	(26,6)	(27,6)
	<u>(47,9)</u>	<u>(27,6)</u>
Comptes de stabilisation tarifaire, montant net.....	<u>28,8 \$</u>	<u>60,1 \$</u>

La tranche à court terme des comptes de stabilisation tarifaire représente les montants qui devraient être recouverts ou remboursés au moyen des tarifs au cours de l'exercice ultérieur. Les recouvrements (remboursements) réels pourraient être différents compte tenu de la consommation réelle de gaz naturel et des montants de recouvrement approuvés par la BCUC.

Il est prévu que le montant du MRSP sera recouvert par voie 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 le CRCAM et le CRCM, soit les comptes qui ont succédé au CRCG en 2004, devraient être entièrement récupérés ou payés durant le prochain exercice.

8. AUTRES ACTIFS

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Charges reportées		
Assujetties à la réglementation des tarifs et dont le recouvrement au moyen des tarifs est approuvé		
Impôts recouvrables relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi.....	10,6 \$	8,4 \$
Coûts d'émission des titres de créance à long terme.....	9,5	8,6
Coûts du dégroupage des marchandises commerciales.....	3,2	4,0
Contrat de transport de remplacement	3,2	3,6
Autres éléments dont le recouvrement au moyen des tarifs est approuvé.....	12,2	10,9
Assujetties à la réglementation des tarifs mais dont le recouvrement au moyen des tarifs n'est pas encore approuvé		
Coûts d'aménagement des projets d'investissement.....	19,5	7,9
Reports de l'impôt sur le capital des sociétés	7,5	7,7
Frais d'aménagement du projet Inland Pacific Connector	-	5,4
Autres éléments assujettis à la réglementation des tarifs mais qui n'ont pas encore été approuvés	1,7	0,9
Incluses dans les entités non réglementées		
Coûts d'émission des titres de créance à long terme.....	1,0	1,6
Autres éléments inclus dans les entités non réglementées	2,7	12,4
	<u>71,1</u>	<u>71,4</u>
Investissements	2,2	1,3
Créances à long terme	11,5	14,7
	<u>84,8 \$</u>	<u>87,4 \$</u>

L'amortissement de ces charges reportées dans les tarifs pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 a totalisé 11,3 millions de dollars (9,0 millions de dollars en 2004).

Le compte de report pour les impôts sur les avantages postérieurs à l'emploi se rapporte aux montants des impôts sur la charge au titre des avantages postérieurs à l'emploi. La BCUC permet de récupérer les avantages postérieurs à l'emploi auprès des clients par le truchement des tarifs calculés selon la méthode de la comptabilité d'exercice, plutôt que selon la méthode de la comptabilité de caisse, ce qui entraîne des écarts temporaires aux fins des impôts sur les bénéfices. Puisque Terasen Gas comptabilise les impôts sur les bénéfices selon la méthode de l'impôt exigible, l'incidence fiscale de cet écart temporaire est imputée au poste *Autres actifs*, et diminuera au rythme où les versements au comptant au titre des avantages postérieurs à l'emploi deviendront supérieurs aux comptes de régularisation obligatoires et aux montants recouverts auprès des clients au moyen des tarifs.

Les coûts d'émission des titres de créance à long terme sont amortis sur la durée des créances connexes, dont les dates d'échéance sont données à la note 9 « Dette à long terme ».

Les coûts du dégroupage des marchandises commerciales qui sont reportés sont les coûts engagés 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 la récupération de ces coûts au moyen des tarifs durant une période de cinq ans, dont il restait quatre années à écouler au 31 décembre 2005.

Le compte de report relatif au contrat de transport de remplacement a trait aux montants que Terasen Gas a le droit de récupérer auprès des clients au moyen des tarifs dans le but de combler tout manque à gagner au titre des produits par rapport à un montant minimum approuvé par la BCUC à l'égard de Southern Crossing Pipeline de la société. Le compte de report est en cours d'amortissement et de recouvrement au moyen des tarifs durant une période de cinq ans, dont il restait quatre années à écouler au 31 décembre 2005.

Les coûts d'aménagement reportés des projets d'immobilisations incluent les coûts engagés en rapport avec les projets en marche qui sont censés être ajoutés à la grille tarifaire réglementée au cours de périodes ultérieures. Ces coûts englobent quelque 16,2 millions de dollars au titre des frais d'agrandissement de Trans Mountain TMX et les 3,3 millions de dollars consacrés aux projets d'investissement déjà mis en branle par l'entreprise de distribution de gaz naturel.

8. AUTRES ACTIFS (SUITE)

Le report de l'impôt sur le capital des sociétés concerne les impôts sur le capital payés à la province de Colombie-Britannique (la « province ») à l'égard de TGVI et de Terasen Gas et que la société considère avoir été imposés sans fondement. La société s'est opposée à ces avis de cotisation et selon le résultat de sa démarche en appel, soit les montants visés pourraient lui être remboursés par la province, soit elle s'attend à les récupérer auprès des clients par le biais des tarifs futurs.

Le 5 octobre 2005, la British Columbia Utilities Commission a rendu une décision dans laquelle elle a rejeté la demande de Terasen Gas concernant la récupération des coûts de quelque 5,4 millions de dollars que cette dernière a engagés pour mettre en valeur le projet pipelinier Inland Pacific Connector, grâce auquel elle envisage d'augmenter le débit de transport du gaz dans la région du Lower Mainland de la Colombie-Britannique lorsque la conjoncture économique y sera propice. La société croit encore que ce projet est viable et a l'intention de conserver tous les permis obtenus à ce jour et les droits de passage déjà approuvés qui lui ont été conférés. Terasen Gas a demandé à la BCUC de reconsidérer sa décision, mais a constaté une provision après les impôts de 3,6 millions de dollars au 31 décembre 2005.

Les charges reportées relatives aux entités à tarifs réglementés qui ont été regroupées dans le tableau précédent et dans le tableau inclus à la note 10, sous « Autres passifs à long terme et crédits reportés », portent sur plus de cinquante comptes de report dont aucun n'a individuellement une valeur supérieure à 1,6 million de dollars. Tous ces comptes ont été approuvés par les autorités de réglementation à l'occasion des approbations annuelles antérieures des tarifs ou de décisions passées, et ils sont amortis sur diverses périodes selon la nature des coûts visés.

9. DETTE À LONG TERME

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Terasen Inc.		
a) Billets-déventures à moyen terme :		
Série 1 à 6,30 %, échéant le 1 ^{er} décembre 2008.....	200,0 \$	200,0 \$
Série 2 à 4,85 %, échéant le 8 mai 2006.....	100,0	100,0
Série 3 à 5,56 %, échéant le 15 septembre 2014.....	125,0	125,0
b) Titres de participation à 8 %, échéant le 19 avril 2040.....	125,0	125,0
	<u>550,0</u>	<u>550,0</u>
Terasen Gas Inc.		
c) Hypothèques en garantie du prix d'achat :		
Série A à 11,80 %, échéant le 30 septembre 2015.....	74,9	74,9
Série B à 10,30 %, échéant le 30 septembre 2016.....	200,0	200,0
d) Déventures et billets-déventures à moyen terme :		
Série D à 9,75 %, échéant le 17 décembre 2006.....	20,0	20,0
Série E à 10,75 %, échéant le 8 juin 2009.....	59,9	59,9
Série 9 à 6,20 %, échéant le 2 juin 2008.....	188,0	188,0
Série 11 à 6,95 %, échéant le 21 septembre 2029.....	150,0	150,0
Série 12 à 6,50 %, échéant le 20 juillet 2005.....	-	200,0
Série 13 à 6,50 %, échéant le 16 octobre 2007.....	100,0	100,0
Série 16 à 6,15 %, échéant le 31 juillet 2006.....	100,0	100,0
Taux variable Série 17, taux d'intérêt de 2,93 % (2004) échéant le 26 septembre 2005.....	-	150,0
Série 18 à 6,50 %, échéant le 1 ^{er} mai 2034.....	150,0	150,0
Série 19 à 5,90 %, échéant le 26 février 2035.....	150,0	-
Taux variable Série 20, taux d'intérêt de 3,36 % échéant le 24 octobre 2007.....	150,0	-
Séries diverses, taux d'intérêt moyen pondéré de 9,63 % (9,63 % en 2004), échéant en 2005.....	-	45,0
Obligations aux termes de contrats de location-acquisition, à 6,07 % (6,23 % en 2004)....	8,8	10,8
	<u>1 351,6</u>	<u>1 448,6</u>
Terasen Gas (Vancouver Island) Inc.		
e) Facilité de crédit consortiale à court terme à taux variables, taux d'intérêt moyen pondéré de 3,88 % (3,35 % en 2004) assortie d'échéances de 176,5 millions de dollars en 2006 et de 33,0 millions de dollars en 2009.....	209,5	214,9
Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.		
f) Déventures :		
Série C à 11,50 %, échéant le 20 juin 2010.....	-	35,0
	<u>-</u>	<u>35,0</u>
Terasen Pipelines (Corridor) Inc.		
g) Déventures :		
Série A à 4,24 %, échéant le 2 février 2010.....	150,0	-
Série B à 5,033 %, échéant le 2 février 2015.....	150,0	-
h) Effets de commerce à court terme à taux variables, taux d'intérêt moyen pondéré de 2,61 % (2,51 % en 2004).....	-	446,0
	<u>300,0</u>	<u>446,0</u>
Autres dettes à long terme.....	-	13,8
Total de la dette à long terme.....	<u>2 411,1</u>	<u>2 708,3</u>
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an.....	<u>398,2</u>	<u>416,7</u>
	<u>2 012,9 \$</u>	<u>2 291,6 \$</u>

a) BILLETS-DÉVENTURES À MOYEN TERME DE TERASEN INC. :

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

9. DETTE À LONG TERME (SUITE)

b) TITRES DE PARTICIPATION DE TERASEN INC. :

Le 19 avril 2000, la société a émis pour 125,0 millions de dollars de titres de participation à 8,0 % assortis d'une durée jusqu'à l'échéance de 40 ans, pour un produit brut de 123,7 millions de dollars. La société pourrait choisir de reporter le paiement de ces titres et de régler ces paiements différés au comptant ou sous forme d'actions ordinaires, et elle a la possibilité 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 leur cours du marché, sous réserve du droit de la société de racheter les titres au comptant. Les distributions sur ces titres, déduction faite des impôts sur le revenu afférents, sont soustraites du bénéfice net pour le calcul du bénéfice net applicable aux actions ordinaires.

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 linéairement garanties par une hypothèque et une charge fixes et spécifiques de premier rang sur les actifs de la division côtière de Terasen Gas, et elles sont assujetties aux restrictions stipulées 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 millions de dollars.

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

Les débentures de Terasen Gas constituent des obligations non garanties et elles sont assujetties aux restrictions stipulées dans l'acte de fiducie daté du 1^{er} novembre 1977, tel qu'il a été modifié et mis à jour.

e) CONSORTIUM BANCAIRE POUR TERASEN GAS (VANCOUVER ISLAND) INC. :

La facilité de crédit consentie par le consortium bancaire est garantie par une charge flottante de premier rang sur la totalité des actifs de TGVI, la cession de certains contrats importants et la cession de revenus de redevances et de paiements incitatifs interruptibles. Postérieurement à la fin de l'exercice, la facilité de crédit a été renégociée, tel qu'il est indiqué plus amplement à la note 19 « Événements postérieurs à la date du bilan ».

f) DÉBENTURES DE TERASEN PIPELINES (TRANS MOUNTAIN) INC. :

Les débentures de Trans Mountain constituaient des obligations non garanties et elles étaient assujetties aux restrictions stipulées dans l'acte de fiducie daté du 18 février 1987, tel qu'il a été modifié et mis à jour.

Le 1^{er} novembre 2005, Trans Mountain a remboursé les débentures de la série C à 11,50 % échéant le 20 juin 2010. Le prix total versé pour le remboursement des débentures comportait une prime de remboursement de 10,9 millions de dollars qui a été imputée aux frais de financement pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005. La société a constaté une économie d'impôts de 3,6 millions de dollars au titre des frais de remboursement pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005.

g) EFFETS-DÉBENTURES DE TERASEN PIPELINES (CORRIDOR) INC. :

Le 1^{er} février 2005, Terasen Pipelines (Corridor) Inc. (« Corridor ») a émis pour 150 millions de dollars de débentures de série A et pour 150 millions de dollars de débentures de série B. Ces débentures ne sont pas garanties et sont assujetties aux restrictions contenues dans l'acte de fiducie. Le produit a servi à rembourser une tranche des effets de commerce impayés de Corridor.

En parallèle avec l'émission de débentures, Corridor a conclu une facilité de crédit d'exploitation assortie de clauses de reconduction annuelle. La facilité de crédit n'est pas garantie et constitue un crédit de sûreté à l'égard des effets de commerce émis par Corridor.

9. DETTE À LONG TERME (SUITE)

Les billets-déventures à moyen terme des séries 1 et 3 et les titres de participation de la société, les hypothèques en garantie du prix d'achat de série B, les déventures de série E, les billets-déventures à moyen terme des séries 11, 13, 16, 18 et 19 de Terasen Gas, et les déventures des séries A et B de Terasen Pipelines (Corridor) Inc. sont remboursables en totalité ou en partie, au gré de la société, en un montant équivalant au plus élevé du prix fondé sur le rendement des obligations du Canada, tel qu'il est défini dans l'acte de fiducie pertinent, et du montant en capital de la créance devant être remboursée, 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 de capital exigés au cours des cinq prochains exercices sont les suivants :

2006.....	398,2 \$
2007.....	251,8
2008.....	389,7
2009.....	94,6
2010.....	151,8

10. AUTRES PASSIFS À LONG TERME ET CRÉDITS REPORTÉS

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Obligations découlant des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi.....	39,7 \$	30,8 \$
Gains reportés sur la vente des actifs de distribution de gaz naturel.....	59,2	60,3
Paiement différé.....	36,0	33,9
Crédits reportés.....		
Assujettis à la réglementation des tarifs et dont le recouvrement au moyen des tarifs est approuvé		
Mécanisme de partage du bénéfice.....	8,8	1,6
Mécanisme de report des intérêts.....	2,4	2,5
Autres éléments dont le recouvrement au moyen des tarifs est approuvé.....	6,8	8,2
Autres crédits reportés relatifs aux entités à tarif réglementé.....	1,7	1,8
Autres crédits reportés/passifs.....	13,9	16,9
	<u>168,5 \$</u>	<u>156,0 \$</u>

Les gains reportés sur la vente d'actifs de distribution de gaz naturel découlent de la vente et de la cession-bail d'actifs pipeliniers à certaines municipalités en 2001, 2002, 2004 et 2005. Les gains de 70,5 millions de dollars de dollars avant les impôts sur le produit total au comptant de 141,1 millions de dollars sont amortis sur la durée des contrats de location-exploitation, laquelle est de 17 ans; l'amortissement a commencé à la date des opérations de vente. Ces engagements découlant des contrats de location-exploitation sont présentés dans le tableau de la note 17.

Le paiement différé est en rapport avec l'acquisition de TGVI par la société, le 1^{er} janvier 2002. La valeur nominale de 52,0 millions de dollars de ce paiement différé a été actualisée en date du 1^{er} janvier 2002 et représente 28,2 millions de dollars. Le paiement est exigible le 31 décembre 2011 ou plus tôt si TGVI encaisse des sommes aux termes de contrats de transport à des centrales électriques susceptibles d'être érigées sur le territoire de service de TGVI. Si une tranche du paiement différé est payée avant le 31 décembre 2011, la différence entre le paiement et la valeur comptable de la créance sera traitée en tant que contrepartie conditionnelle pour l'acquisition de TGVI et ajoutée au coût de l'achat à ce moment-là.

Le mécanisme de partage du bénéfice représente un mécanisme dont Terasen Gas a convenu dans sa convention pluriannuelle visant le partage à égalité des montants gagnés par Terasen Gas à l'égard de ses activités réglementées qui sont supérieurs ou inférieurs aux montants permis par la BCUC dans les calculs du rendement autorisé en fonction du coût du service. Ces montants font l'objet d'un partage après les impôts et sont remboursés aux clients par le truchement des tarifs.

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

Terasen Gas dispose d'un mécanisme de report des intérêts approuvé par la BCUC suivant lequel les écarts suscités par les variations entre les emprunts à long et à court terme et les taux d'intérêt des emprunts qui ont été approuvés dans les tarifs sont remis aux clients par le truchement des tarifs futurs. Ce mécanisme a eu pour effet d'accroître de 2,0 millions de dollars (1,4 million de dollars en 2004) les frais de financement pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 par rapport au montant qui aurait autrement été constaté. Le solde du compte de report des intérêts est amorti selon la méthode linéaire sur trois exercices.

Les montants inclus dans les autres crédits reportés /passifs comprennent les sommes liées à l'acquisition de TGVI par la société, le 1^{er} janvier 2002.

L'amortissement des crédits reportés relatifs aux entités à tarif réglementé au titre des tarifs pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 a totalisé 4,5 millions de dollars (3,8 millions de dollars en 2004).

11. 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 deuxième rang, qui sont toutes sans valeur nominale.

FRACTIONNEMENT D' ACTIONS

Le 14 juin 2004, la société a procédé à un fractionnement d'actions à raison de deux contre une en payant un dividende en actions sous forme de une action ordinaire supplémentaire pour chaque action ordinaire détenue en date du 7 juin 2004.

Tous les régimes d'avantages à base d'actions ont été modifiés pour tenir compte des actions ou des options supplémentaires découlant du fractionnement d'actions. Tous les chiffres concernant les actions et toutes les données par action a été modifiés pour les périodes correspondantes et actuelles pour tenir compte du fractionnement d'actions.

ACTIONS ORDINAIRES

Les variations des actions ordinaires émises et en circulation se lisent comme suit :

	2005		2004	
	Nombre	Montant	Nombre	Montant
En circulation au début de l'exercice.....	114 355 665	883,4 \$	113 338 942	868,7 \$
Émises aux termes d'un :				
Régime d'options d'achat d'actions.....	1 283 146	21,3	1 009 761	14,5
Régime d'achat d'actions à l'intention du personnel	4 351	0,2	6 962	0,2
	115 643 162	904,9 \$	114 355 665	883,4 \$
Déduction faite des actions ordinaires détenues par				
Trans-Mountain	9 184 188		9 184 188	
En circulation à la fin de l'exercice.....	106 458 974		105 171 477	

Au 31 décembre 2005, Trans Mountain était propriétaire de 7,9 % (8,0 % en 2004) des actions ordinaires de Terasen Inc. Le coût de ces actions est indiqué en tant que déduction imputée aux capitaux propres.

Toutes les actions en circulation au 31 décembre 2005 sont détenues par KMI.

12. RÉGIME D'OPTIONS D'ACHAT D' ACTIONS ET RÉMUNÉRATION À BASE D' ACTIONS

RÉGIME D' OPTIONS D' ACHAT D' ACTIONS

La société offrait un régime d'options d'achat d'actions aux dirigeants et à certains membres clés du personnel selon lequel ils pouvaient se voir attribuer des options leur permettant de souscrire un maximum de 12 600 000 actions ordinaires non émises assorties de durées d'au plus dix ans. Aux termes de ce régime d'options d'achat d'actions, deux catégories d'options étaient émises : les options d'achat d'actions régulières et les options d'achat d'actions liées au rendement. Le prix d'exercice d'une option correspondait au cours de clôture des actions ordinaires à la Bourse de Toronto le jour de séance précédant la date à laquelle l'option avait été attribuée. Le régime d'options d'achat d'actions a été abandonné le 30 novembre 2005 par suite de l'acquisition de la société par KMI.

OPTIONS D' ACHAT D' ACTIONS RÉGULIÈRES

Depuis 2000, la société avait consenti des options assorties d'une durée de huit ans, options qui étaient susceptibles d'exercice, cumulativement, et pouvaient être acquises à raison du tiers chaque année à la date anniversaire de leur attribution. Avant 2000, la société avait accordé des options assorties d'une durée de dix ans qui étaient susceptibles d'exercice, cumulativement, à raison de 20 % par année.

OPTIONS D' ACHAT D' ACTIONS RÉGULIÈRES EN COURS

	2005		2004	
	Actions visées par des options	Prix d'exercice moyen pondéré	Actions visées par des options	Prix d'exercice moyen pondéré
Options en cours, au début de l'exercice	565 868	15,53 \$	1 118 822	14,31 \$
Options attribuées durant l'exercice	5 000	29,45	24 800	23,93
Options exercées.....	(287 165)	15,15	(537 716)	13,39
Options perdues par défaut, annulées et expirées.....	(82 991)	11,59	(40 038)	17,46
Options achetées par KMI et annulées.....	(200 712)	18,12	–	–
En cours à la fin de l'exercice	–	– \$	565 868	15,40 \$
Options pouvant être exercées, à la fin de l'exercice.....	–	– \$	348 857	13,25 \$

OPTIONS D' ACHAT D' ACTIONS LIÉES AU RENDEMENT

La société avait accordé des options d'achat d'actions liées au rendement assorties d'une durée de huit ans. Les options étaient acquises quant au tiers par année à la date anniversaire de leur attribution, à condition que la valeur marchande des actions ordinaires de la société atteigne 125 % du prix d'exercice des options pendant au moins dix jours sur une période de 15 jours de séance consécutifs dans les quatre ans à partir de la date d'attribution des options. Si l'exigence quant à la valeur marchande n'était pas remplie dans les quatre années de la date d'attribution, le participant pouvait quand même lever les deux tiers des options si le cours de l'action ordinaire avait atteint 125 % du prix d'exercice d'une option pendant au moins dix jours sur une période de 15 jours de séance consécutifs au cours de la période de quatre ans subséquente.

OPTIONS D' ACHAT D' ACTIONS LIÉES AU RENDEMENT EN COURS

	2005		2004	
	Actions visées par des options	Prix d'exercice moyen pondéré	Actions visées par des options	Prix d'exercice moyen pondéré
Options en cours au début de l'exercice	2 339 619	19,28 \$	2 304 398	17,08 \$
Options attribuées durant l'exercice	850 200	29,45	716 600	23,88
Options exercées	(995 981)	16,96	(472 045)	15,53
Options perdues par défaut, annulées et expirées	(262 574)	17,09	(209 334)	19,68
Options achetées par KMI et annulées	(1 931 264)	25,12	–	–
En cours à la fin de l'exercice.....	–	– \$	2 339 619	19,24 \$
Options pouvant être exercées, à la fin de l'exercice	–	– \$	1 020 508	16,27 \$

12. RÉGIME D'OPTIONS D'ACHAT D'ACTION ET RÉMUNÉRATION À BASE D'ACTION (SUITE)

RÉMUNÉRATION À BASE D'ACTION

En 2005, 855 200 options d'achat d'actions ont été attribuées (741 400 en 2004) à un prix d'exercice moyen de 29,45 \$ (23,88 \$ en 2004) aux termes du régime d'options d'achat d'actions de la société. La société a comptabilisé selon la méthode de la juste valeur les options d'achat d'actions attribuées après le 1^{er} janvier 2003. Le bénéfice déclaré pour 2005 inclut une charge de rémunération de 2,0 millions de dollars (1,2 million de dollars en 2004), qui représente la juste valeur des options attribuées en 2003, en 2004 et en 2005 amortie sur leurs périodes d'acquisition respectives, ainsi qu'une hausse équivalente du surplus d'apport. Avant l'acquisition de la société par KMI, les options en cours qui n'étaient pas encore susceptibles d'exercice le sont devenues immédiatement et une charge supplémentaire avant les impôts de 3,6 millions de dollars a été constatée afin de tenir compte de l'acquisition accélérée des droits aux options restantes. Les options ont alors été achetées par KMI et ultérieurement annulées. Si la société avait comptabilisé selon la méthode de la juste valeur les options d'achat d'actions attribuées au cours de 2002, le bénéfice pro forma et le bénéfice par action auraient été les suivants :

	<u>Exercice terminé le 31 décembre 2004</u>	
Bénéfice net	Déjà déclaré	149,8 M \$
	Pro forma	148,6 M \$

La juste valeur des options d'achat d'actions a été calculée à l'aide du modèle Black-Scholes. La juste valeur moyenne pondérée des options attribuées en 2005 s'établit à 4,33 \$ (2,40 \$ en 2004). Les hypothèses d'importance suivantes ont été retenues pour évaluer les options :

	<u>2005</u>		<u>2004</u>	
	<u>Options régulières</u>	<u>Options liées au rendement</u>	<u>Options régulières</u>	<u>Options liées au rendement</u>
Taux d'intérêt	3,6 %	3,7 %	3,5 - 3,7 %	3,5 %
Volatilité prévue	16,5 %	16,5 %	15,1 - 15,4 %	15,4 %
Durée prévue	5 ans	6 ans	5 ans	6 ans

ACTIONS À DIVIDENDES DIFFÉRÉS

La société avait émis des unités d'actions à dividendes différés (« UADD ») à certains membres de la haute direction et à des administrateurs. Au 31 décembre 2005, il n'y avait aucune UADD en circulation (52 859 en 2004) en raison du paiement de toutes les UADD en circulation par suite de l'acquisition de la société par KMI, le 30 novembre 2005. Le passif était de néant au 31 décembre 2005 (1,5 million de dollars en 2004) et avait été inscrit au poste des autres passifs à long terme et crédits reportés.

13. RÉGIMES D'AVANTAGES SOCIAUX

La société est le promoteur de régimes de retraite qu'elle offre à ses salariés admissibles et qui comprennent des régimes de retraite enregistrés à prestations déterminées, des régimes complémentaires non capitalisés qui offrent des prestations de retraite supérieures aux limites prévues par la loi ainsi que des régimes de retraite à cotisations déterminées. La société offre également des avantages complémentaires de retraite à ses salariés retraités. Un résumé de chaque type de régime est présenté ci-après :

RÉGIMES À PRESTATIONS DÉTERMINÉES

Les prestations de retraite versées aux termes des régimes à prestations déterminées sont fondées sur les années de service validées et la rémunération des salariés. Les cotisations que la société y verse sont fondées sur des évaluations actuarielles effectuées par des tiers et dont les plus récentes, à des fins de capitalisation sont en date des 31 décembre 2004 et 2002. Les prochaines évaluations actuarielles obligatoires seront en date des 31 décembre 2005 et 2007. L'évaluation en date du 31 décembre 2005 ne sera pas terminée avant le deuxième trimestre de 2006. La durée résiduelle moyenne pondérée prévue d'activité des salariés couverts par les régimes de retraite à prestations déterminées est de 11,8 ans (11,8 ans en 2004).

13. RÉGIMES D'AVANTAGES SOCIAUX (SUITE)

RÉGIME À COTISATIONS DÉTERMINÉES

Pour valoir en 2000 à l'égard de Terasen Gas et en 2003 en ce qui a trait aux activités de transport de pétrole, tous les nouveaux membres du personnel non syndiqués ont adhéré aux régimes de retraite à cotisations déterminées. Les cotisations que la société y verse sont fondées sur l'âge, sur les gains ouvrant droit à pension en ce qui a trait au personnel des activités de distribution de gaz naturel et sur les gains ouvrant droit à pension pour le personnel des activités de transport du pétrole.

RÉGIMES COMPLÉMENTAIRES

Certains salariés sont admissibles à des prestations supplémentaires aux termes 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.

AUTRES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

La société offre à ses salariés retraités d'autres avantages postérieurs à l'emploi, notamment 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 s'y rapportant est constatée selon la méthode de la comptabilité d'exercice en fonction d'évaluations actuarielles qui sont effectuées par des tiers indépendants et qui, entre autres choses, tiennent compte de l'augmentation des coûts des soins de santé. Les évaluations actuarielles les plus récentes ont été réalisées en date du 31 décembre 2002 et l'évaluation du 31 décembre 2005 ne sera terminée que durant le deuxième trimestre de 2006. La durée résiduelle moyenne pondérée prévue d'activité des salariés couverts par ces régimes est de 9,9 ans (9,9 ans en 2004).

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 salariés et des autres régimes d'avantages sociaux est présentée dans les tableaux ci-dessous :

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages	
	2005	2004	2005	2004
Actifs des régimes				
Juste valeur au début de l'exercice.....	274,5 \$	255,3 \$	- \$	- \$
Cotisations de la société.....	6,9	5,5	1,6	1,5
Cotisations des adhérents.....	3,3	2,9	-	-
Rendement réel des actifs des régimes.....	28,6	26,7	-	-
Prestations versées.....	(14,3)	(15,2)	(1,5)	(1,4)
Autres.....	(0,5)	(0,7)	(0,1)	(0,1)
Juste valeur à la fin de l'exercice.....	298,5	274,5	-	-
Obligations au titre des prestations constituées				
Solde au début de l'exercice.....	298,0	276,7	67,3	61,0
Coût des services rendus.....	8,5	8,1	1,4	1,3
Intérêts débiteurs.....	17,9	17,2	4,1	3,9
Paiements de prestations.....	(14,3)	(15,2)	(1,5)	(1,4)
Cotisations des adhérents.....	3,3	2,9	-	-
Modifications et compressions des régimes.....	0,9	-	-	-
Coût des services passés.....	0,3	0,5	0,4	-
Perte actuarielle.....	2,8	-	-	-
Variation du taux d'actualisation.....	27,0	7,8	10,2	2,5
Solde à la fin de l'exercice.....	344,4	298,0	81,9	67,3
Surplus (déficit) des régimes.....	(45,9)	(23,5)	(81,9)	(67,3)
Obligation transitoire non amortie (avantage).....	(23,8)	(27,2)	4,7	6,2
Perte actuarielle non amortie.....	62,7	43,2	39,7	32,0
Coût des services passés non amorti.....	7,4	9,0	(2,6)	(3,2)
Actif (passif) au titre des prestations constituées....	0,4 \$	1,5 \$	(40,1) \$	(32,3) \$

13. RÉGIMES D'AVANTAGES SOCIAUX (SUITE)

L'obligation nette au titre des prestations constituées est comprise dans les autres passifs à long terme et crédits reportés (note 10).

Les montants suivants sont compris dans l'obligation au titre des prestations constituées et dans la juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice relativement aux régimes dont les obligations au titre des prestations constituées sont supérieures à la juste valeur des actifs :

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages	
	2005	2004	2005	2004
Obligations au titre des prestations constituées :				
Régimes non capitalisés.....	35,9 \$	28,0 \$	81,9 \$	67,3 \$
Régimes capitalisés.....	258,0	156,5 \$	-	-
	<u>293,9</u>	<u>184,5</u>	<u>81,9</u>	<u>67,3</u>
Juste valeur des actifs des régimes.....	246,2	151,9	-	-
Situation de capitalisation – déficit.....	<u>(47,7) \$</u>	<u>(32,6) \$</u>	<u>(81,9) \$</u>	<u>(67,3) \$</u>

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

La charge nette au titre des prestations de retraite est la suivante :

	Régimes de retraite		Autres régimes de prestations	
	2005	2004	2005	2004
Coût des services rendus au cours de l'exercice	8,7 \$	8,1 \$	1,6 \$	1,3 \$
Intérêts débiteurs sur les obligations prévisionnelles au titre des prestations.....	17,9	17,2	4,1	3,9
Rendement réel des actifs des régimes.....	(28,6)	(26,7)	-	-
Gains actuariels nets	29,8	7,8	9,0	2,5
Coût des services passés	0,3	0,5	-	-
Répercussions des compressions/règlements.....	0,9	-	-	-
Charge nette au titre des régimes avant les rajustements	<u>29,0</u>	<u>6,9</u>	<u>14,7</u>	<u>7,7</u>
Rajustements pour tenir compte de la nature à long terme des coûts des avantages sociaux futurs :				
Écart entre le rendement réel et prévu des actifs des régimes.....	9,2	7,7	-	-
Écart entre les gains (pertes) actuariels réels et ceux constatés au cours de l'exercice.....	(26,8)	(5,2)	(6,4)	0,1
Écart entre les coûts des services passés réels et ceux constatés au cours de l'exercice.....	0,4	0,1	(0,3)	(0,3)
Prestations spéciales de départ.....	(0,7)	-	-	-
Amortissement de l'obligation (économie) transitoire	(3,4)	(3,4)	1,6	1,6
Autres	-	1,5	-	-
Charge nette au titre des régimes	<u>7,7 \$</u>	<u>7,6 \$</u>	<u>9,6 \$</u>	<u>9,1 \$</u>
Charge au titre du régime à cotisations déterminées.....	<u>1,6 \$</u>	<u>2,3 \$</u>		
	<u>9,3 \$</u>	<u>9,9 \$</u>		

13. RÉGIMES D'AVANTAGES SOCIAUX (SUITE)

ACTIFS DES RÉGIMES

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

	Régimes de retraite	
	2005	2004
Titres de participation	57 %	55 %
Titres à revenu fixe	38 %	40 %
Autres actifs	5 %	5 %
Total de l'actif	100 %	100 %

La politique de placement des actifs des régimes de retraite 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 les rendements des placements de manière rentable tout en ne compromettant pas la sûreté des régimes respectifs. Les régimes de retraite ont recours à des gestionnaires de placements externes afin de gérer la politique de placement. Les actifs des régimes sont détenus en fiducie par des tiers indépendants.

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

PRINCIPALES HYPOTHÈSES

L'hypothèse relative au taux d'actualisation ayant servi à l'établissement des obligations au titre des régimes de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite ainsi qu'à la charge nette de retraite correspond aux rendements du marché, à la date d'évaluation, de titres de créances de haute qualité. L'hypothèse relative au taux de rendement prévu des actifs des régimes est examinée tous les ans par la direction en collaboration avec les actuaires. L'hypothèse repose sur les taux de rendement prévus pour les diverses catégories d'actifs, pondérée par la répartition du portefeuille.

La moyenne pondérée des principales hypothèses actuarielles retenues par la société pour établir son obligation au titre des prestations constituées et sa charge de retraite est la suivante :

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages	
	2005	2004	2005	2004
Obligation au titre des prestations constituées				
Taux d'actualisation au 31 décembre selon le rendement d'obligations de sociétés cotées AA	5,00 %	6,00 %	5,00 %	6,00 %
Taux de croissance de la rémunération	3,50 %	3,50 %	–	–
Charge nette au titre des prestations				
Taux d'actualisation au 1^{er} janvier selon le rendement d'obligations de sociétés cotées AA				
d'obligations de sociétés cotées AA	6,00 %	6,25 %	6,00 %	6,25 %
Taux de rendement prévu des actifs des régimes	7,50 %	7,50 %	–	–

Les taux tendanciels présumés des coûts de soins de santé relatifs aux autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi sont les suivants :

	2005	2004
Prestations de santé élargies		
Taux tendanciel initial des coûts de soins de santé	9,0 %	9,0 %
Taux de réduction annuel du taux tendanciel	1,0 %	1,0 %
Taux tendanciel ultime des coûts de soins de santé	5,0 %	5,0 %
Exercice au cours duquel le taux atteindra le taux tendanciel ultime	2008	2008
Taux tendanciel des primes des régimes de soins médicaux	4,0 %	4,0 %

13. RÉGIMES D'AVANTAGES SOCIAUX (SUITE)

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

<u>2005</u>	<u>Hausse d'un point de pourcentage</u>	<u>Diminution d'un point de pourcentage</u>
Incidence des charges au titre des régimes sur le total des coûts des services rendus et des intérêts débiteurs	1,5 \$	(1,2) \$
Incidence sur les prestations constituées.....	15,5	(12,9)

FLUX DE TRÉSORERIE

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

	<u>Régimes d'avantages sociaux</u>	
	<u>2005</u>	2004
Régimes capitalisés.....	5,3 \$	4,3 \$
Bénéficiaires des régimes non capitalisés	3,2	2,7
Régimes de retraite à cotisations déterminées.....	1,6	2,3
Total.....	<u>10,1 \$</u>	<u>9,3 \$</u>

Il est prévu que les cotisations de 2006 seront pratiquement identiques à celles de 2005 pour les régimes de retraite à prestations déterminées et les autres régimes d'avantages.

CHANGEMENTS AUX PRESTATIONS

Le 1^{er} janvier 2004, la société a modifié son programme d'avantages postérieurs à l'emploi destiné à ses salariés actifs non syndiqués afin de fournir aux futurs retraités un meilleur choix de couverture et de réduire sa vulnérabilité aux futures hausses des coûts de l'assurance-vie collective et de l'assurance-maladie. Le nouveau régime est essentiellement un régime à cotisations déterminées qui englobe un compte gestion-santé à la charge de la société ainsi qu'un programme complémentaire d'assurance-maladie et d'assurance-vie. Les primes du régime provincial de services de soins médicaux seront désormais payées par le retraité.

Tous les participants qui ont pris leur retraite le 31 décembre 2004 ou avant cette date reçoivent des prestations aux termes des régimes qui étaient en vigueur au moment de leur départ à la retraite, ce qui inclut le paiement, par la société, des primes du régime provincial de services de soins médicaux. Les salariés qui décident de prendre leur retraite en 2005 pourront opter pour l'ancien ou le nouveau régime et ceux dont le départ à la retraite aura lieu après le 31 décembre 2005 participeront au nouveau régime.

Ces hypothèses, incluant les modifications des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi, ont été prises en compte dans le calcul de l'obligation au titre des prestations constituées aux 31 décembre 2003, 2004 et 2005.

INCIDENCE DE LA RÉGLEMENTATION DES TARIFS

Tel qu'il est requis par l'autorité de réglementation, Terasen Gas est tenue, aux termes du modèle reposant sur le coût des services approuvés, de reporter les montants constituant la charge au titre des prestations de retraite qui sont supérieurs ou inférieurs aux montants que l'autorité de réglementation l'a autorisée à récupérer par le biais des tarifs pour chaque exercice. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2005, la société a reporté une charge de retraite de 0,3 million de dollars qui était supérieure au montant que l'autorité de réglementation l'avait autorisée à récupérer par le biais des tarifs pour 2005.

14. FRAIS DE FINANCEMENT

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Intérêts et charge sur la dette à long terme	177,9 \$	151,6 \$
Intérêts sur la dette à court terme	15,0	25,1
Intérêts capitalisés	(1,5)	(1,1)
	<u>191,4 \$</u>	<u>175,6 \$</u>

Les intérêts débiteurs sur la dette à long terme pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 comprennent un montant de 10,9 millions de dollars au titre d'une prime de remboursement des débetures de Trans Mountain au cours de l'exercice.

Tel que le permettent les autorités de réglementation, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, la société a capitalisé des intérêts de 1,5 million de dollars (1,1 million de dollars en 2004) sur les emprunts qu'elle a dû contracter pour réaliser la construction d'actifs qui n'ont pas été inclus dans la base tarifaire.

15. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

CHARGES D'IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Charge d'impôts de l'exercice	48,7 \$	66,3 \$
Impôts futurs.....	2,9	(2,6)
	<u>51,6 \$</u>	<u>63,7 \$</u>

VARIATION DU TAUX D'IMPOSITION RÉEL

Les impôts sur les bénéfices consolidés diffèrent du montant qui aurait été obtenu en appliquant le taux d'imposition combiné prévu par les lois fédérales du Canada et des États-Unis et par les lois de la Colombie-Britannique et de l'Alberta 33,77 % (34,52 % en 2004) au bénéfice avant les impôts sur les bénéfices, comme l'indique le tableau suivant :

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices	157,7 \$	210,2 \$
Taux d'imposition combiné prévu par la loi	33,77 %	34,52 %
Impôt sur les bénéfices combinés au taux d'imposition prévu par la loi.....	53,3 \$	72,6 \$
Augmentation (diminution) des impôts sur les bénéfices en raison de ce qui suit :		
Déduction pour amortissement fiscal et autres déductions réclamées aux fins fiscales en des montants supérieurs à ceux inscrits aux fins comptables	(10,0)	(14,7)
Impôt des grandes sociétés en excédent de la surtaxe.....	6,1	6,5
Charges non déductibles et bénéfice non imposable.....	9,6	5,5
Avantage des changements du taux d'imposition sur les pertes	-	(0,4)
Bénéfice de participation non imposé.....	(4,7)	(3,3)
Radiation des reports de pertes prospectifs restreints	5,9	-
Autres écarts permanents.....	(8,0)	(2,6)
Autres	(0,6)	0,1
Impôts sur les bénéfices consolidés réels.....	51,6 \$	63,7 \$
Taux d'imposition réel.....	<u>32,72 %</u>	<u>30,30 %</u>

IMPÔTS FUTURS SUR LES BÉNÉFICES

Le passif d'impôts futurs net de la société de 88,7 millions de dollars (68,7 millions de dollars en 2004) découle principalement de l'incidence fiscale des écarts temporaires relatifs aux soldes des immobilisations corporelles non réglementées et aux économies d'impôts remboursables aux expéditeurs durant les périodes ultérieures.

15. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES (SUITE)

Puisque la société comptabilise les impôts sur les bénéfices de ses activités réglementées de distribution de gaz naturel et de transport du pétrole selon la méthode des impôts exigibles, elle n'a pas constaté les passifs d'impôts futurs nets totalisant 301,8 millions de dollars au 31 décembre 2005 (278,7 millions de dollars en 2004) ni la charge d'impôts futurs de 23,1 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 (15,2 millions de dollars en 2004), ces sommes ayant toutes été calculées selon la méthode du report variable.

16. INSTRUMENTS FINANCIERS

ESTIMATIONS DE LA JUSTE VALEUR

La valeur comptable de l'encaisse et des placements à court terme, des débiteurs, des billets à court terme et des créditeurs, ainsi que des charges à payer est comparable à leur juste valeur, en raison des échéances relativement rapprochées de ces instruments.

La juste valeur estimative de l'investissement de la société dans le réseau Express avoisine la valeur comptable de celle-ci.

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 au taux de rendement estimatif jusqu'à l'échéance de titres identiques ou similaires au 31 décembre 2005 ou en utilisant les valeurs à la cote lorsqu'elles sont disponibles, est estimée à 2 673,4 millions de dollars de dollars (2 818,2 millions de dollars en 2004). 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 à même les tarifs ou les droits.

Les estimations de la juste valeur sont effectuées à une date précise et en fonction de renseignements sur les marchés et sur 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.

INSTRUMENTS DÉRIVÉS

La société a recours à des instruments dérivés pour couvrir les risques auxquels l'exposent les fluctuations des prix du gaz naturel ainsi que des taux d'intérêt et de change.

	Nombre de swaps et d'options	Durée jusqu'à l'échéance	Au 31 décembre			
			2005		2004	
Actif (passif)			Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
			(en millions)			
Swaps de taux d'intérêt						
Terasen Inc.	3	1 – 9	– \$	3,6	– \$	5,4 \$
TGI	3	2	–	(1,6)	–	–
TGVI	4	1 – 4	–	(0,6)	–	(3,2)
Corridor	2	5 – 10	–	0,3	–	–
Swaps et options sur le gaz naturel						
TGI et TGVI	161	Jusqu'à 3	21,2	105,6	–	(8,3)
Clean Energy	-	-	-	-	6,5	6,5
Swaps de devises						
Terasen Inc.	–	–	–	–	(0,6)	(0,6)

La juste valeur des instruments dérivés liés au gaz naturel ne représente que leur valeur et non la variation compensatoire de la valeur des achats futurs sous-jacents de gaz naturel. La juste valeur reflète le montant estimatif que la société recevrait ou paierait si elle liquidait les contrats aux dates stipulées.

16. INSTRUMENTS FINANCIERS (SUITE)

La valeur comptable des instruments dérivés sur le gaz naturel comprend des gains latents de 22,2 millions de dollars au titre de la juste valeur des instruments dérivés considérés comme des couvertures inefficaces au 31 décembre 2005, et de 1,0 million de dollars au titre des instruments dérivés non admissibles à la comptabilité de couverture qui se trouvent en position de passif.

Clean Energy, entité dans laquelle la société détenait une participation, avait pour pratique de souscrire des contrats à terme de gaz afin de contrebalancer l'effet des contrats futurs d'approvisionnement en marchandises. Puisque ces contrats n'étaient pas précisément désignés en tant que contrats de couverture, ils étaient évalués à la valeur marchande en date de chaque bilan et les gains ou les pertes étaient portés à l'état des résultats au poste du coût des produits tirés des autres activités. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2005, la société a inscrit au bénéfice la somme de 10,9 millions de dollars (3,3 millions de dollars en 2004) après les impôts et les frais de vente estimatifs se rapportant à la quote-part lui revenant des contrats à terme de gaz de Clean Energy.

Les instruments dérivés conclus par Terasen Gas et TGVI visent des activités réglementées, et tout gain ou perte qui en découle est comptabilisé dans les comptes de stabilisation tarifaire, sous réserve des approbations réglementaires, et est imputé aux clients par la voie des tarifs futurs.

La société est exposée au risque de crédit que pose l'inexécution de la part des contreparties aux instruments dérivés. 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 que l'une ou l'autre de ses contreparties manque à ses obligations.

17. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

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

Le tableau suivant présente les obligations découlant des contrats de location-exploitation et d'achat de gaz de la société à payer au cours des exercices indiqués :

	Contrats de location-exploitation	Obligations d'achat	Total
2006.....	21,3 \$	873,8 \$	895,1 \$
2007.....	20,2	113,6	133,8
2008.....	20,6	33,2	53,8
2009.....	19,3	30,2	49,5
2010.....	18,2	–	18,2
2011 et par la suite	127,5	–	127,5
	<u>227,1 \$</u>	<u>1 050,8 \$</u>	<u>1 277,9 \$</u>

Les engagements à l'égard 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 2005.

Au cours des exercices antérieurs, TGVI a bénéficié de prêts remboursables sans intérêt consentis par les gouvernements fédéral et provincial, d'un montant respectivement de 50 millions de dollars et de 25 millions de dollars, en rapport avec la construction et l'exploitation du pipeline de gaz naturel de l'île de Vancouver. Ces prêts sont remboursables durant l'un quelconque des exercices ultérieurs à 2002 et antérieurs à 2012 dans certaines circonstances et à condition que TGVI soit en mesure d'obtenir un financement par dette subordonnée non gouvernementale à des conditions raisonnables sur le plan commercial. Tel qu'il a été approuvé par la BCUC, ces prêts ont été comptabilisés en tant que subvention gouvernementale et portés en réduction des montants constatés aux immobilisations corporelles. La société prévoit remplir tous les critères relatifs au remboursement en 2006 et, le cas échéant, aura remboursé la somme estimative de 4,5 millions de dollars sur ces prêts en 2006. Étant donné que les prêts sont remboursés et remplacés par des prêts qui ne sont pas consentis par un gouvernement, les

17. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS (SUITE)

immobilisations corporelles et la dette à long terme subiront une augmentation conformément à la structure du capital approuvée, tout comme la base tarifaire employée pour fixer les tarifs. Les montants ne sont pas inscrits dans les obligations dans le tableau qui précède puisque les sommes et le calendrier des remboursements sont déterminés d'après la tranche du CRDP dont la récupération est approuvée chaque année et la capacité de remplacer ces prêts par un financement par dette subordonnée non consenti par un gouvernement à des conditions raisonnables sur le plan commercial.

Un certain nombre de réclamations et de poursuites judiciaires en dommages-intérêts et autres redressements sont en instance contre la société. 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

La société a délivré, moyennant rémunération, une lettre de crédit d'un montant de 15,1 millions de dollars US en faveur des co-investisseurs du réseau Express afin de provisionner le compte de réserve pour le service de la dette devant être maintenu en vertu de l'acte de fiducie du réseau Express. La lettre de crédit peut être reconduite annuellement. Si la lettre de crédit est utilisée, la société disposera d'un recours envers les importantes caisses de retraite canadiennes des co-investisseurs.

La société a fourni, moyennant rémunération, des indemnités d'un montant de 3,5 millions de dollars US au titre des garanties de bonne exécution données pour le compte de Clean Energy. Ces garanties de bonne exécution portent sur les projets de construction entrepris par Clean Energy et expirent à diverses dates avant le 31 octobre 2006.

Au 31 décembre 2005, la société était partie à des lettres de crédit s'élevant au total à 118,5 millions de dollars à l'appui de son exploitation et de ses projets d'immobilisations, dont une tranche de 50,8 millions de dollars était affectée à ses régimes de retraite complémentaires non capitalisés et une autre tranche de 17,6 millions de dollars, à la lettre de crédit susmentionnée délivrée pour le compte des co-investisseurs du réseau Express.

19. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

a) Le 13 janvier 2006, Terasen Gas (Vancouver Island) Inc. a conclu une facilité de crédit renouvelable engagée non garantie d'une durée de cinq ans d'un montant de 350 millions de dollars auprès d'un consortium bancaire, dont une tranche de 296 millions de dollars avait été tirée en date du 17 janvier 2006. Une tranche de cette facilité a servi à refinancer la facilité à terme de 209,5 millions de dollars de TGVI. Cette facilité sera aussi affectée aux besoins en fonds de roulement et aux besoins généraux de la société.

Parallèlement à la conclusion de la facilité susmentionnée, TGVI a conclu une facilité de crédit non renouvelable engagée non garantie d'une durée de sept ans d'un montant de 20 millions de dollars auprès d'une banque. Cette facilité sera utilisée pour les besoins du refinancement des paiements par anticipation que TGVI pourrait devoir effectuer à l'égard des contributions gouvernementales ne portant pas intérêt. Les modalités et conditions sont essentiellement identiques à celles de la facilité susmentionnée de TGVI, mis à part le fait qu'elle soit de rang inférieur par rapport au remboursement de la dette subordonnée de catégorie B de TGVI que détient la société.

b) Le 2 mars 2006, la BCUC a rendu une décision approuvant les changements demandés aux composantes capitaux propres réputées de Terasen Gas et de TGVI, qui sont passées respectivement de 33 % à 35 % et de 35 % à 40 % à compter du 1^{er} janvier 2006. Cette même décision a également entraîné la modification de la formule d'établissement du taux de rendement générique des capitaux propres (« TRCP ») antérieurement rétablie, ce qui a occasionné une hausse du TRCP autorisé par rapport aux niveaux qui auraient été obtenus selon l'ancienne formule. Ces changements ont fait passer le TRCP autorisé pour 2006 de 8,29 % à 8,80 % pour Terasen Gas et de 8,79 % à 9,50 % pour TGVI.

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

c) Postérieurement à la fin de l'exercice, la société a reçu une lettre datée du 31 mars 2006 de l'administration fiscale du Social Service de la Colombie-Britannique indiquant que celle-ci avait l'intention d'imposer une taxe de vente provinciale supplémentaire à l'égard du gazoduc Southern Crossing Pipeline, achevé en 2000. Cette lettre ne comportait pas de mention de la cotisation et aucun avis de cotisation n'a été reçu. La société a l'intention de s'opposer à toute cotisation sur réception d'un avis en ce sens car elle la considère sans fondement et est d'avis qu'elle n'aura pas d'incidence importante sur les résultats financiers de la société.

Terasen Inc.

États financiers intermédiaires non vérifiés
Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2006

ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS
(Non vérifiés)

	En millions de dollars			
	Période de trois mois terminée le 30 septembre		Période de neuf mois terminée le 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Produits				
Distribution de gaz naturel	217,0 \$	213,7 \$	1 204,6 \$	1 065,8 \$
Transport de pétrole	60,4	57,3	168,2	163,0
Autres activités.....	10,9	11,6	33,3	35,6
	288,3	282,6	1 406,1	1 264,4
Charges				
Coût du gaz naturel	108,4	109,4	767,4	637,2
Coût des produits d'exploitation tirés des autres activités	6,0	6,5	21,0	22,3
Exploitation et entretien	72,1	68,7	206,9	201,3
Amortissement	36,1	35,3	108,7	106,0
Impôts fonciers et autres impôts.....	18,6	18,0	56,3	53,8
	241,2	237,9	1 160,3	1 020,6
Bénéfice d'exploitation	47,1	44,7	245,8	243,8
Frais de financement	45,6	44,1	134,7	132,9
Bénéfice avant la quote-part du bénéfice tiré des capitaux propres et les impôts sur les bénéfices	1,5	0,6	111,1	110,9
Quote-part du bénéfice réalisé (perte subie) par Clean Energy	—	(4,4)	—	2,2
Quote-part du bénéfice réalisé par le réseau Express	5,8	5,0	16,2	13,7
Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices et les activités abandonnées	7,3	1,2	127,3	126,8
Impôts sur les bénéfices	0,7	0,3	45,1	31,9
Bénéfice avant les activités abandonnées.....	6,6	0,9	82,2	94,9
Bénéfice tiré (perte subie) des activités abandonnées	(4,1)	3,1	(17,0)	4,9
Bénéfice net	2,5 \$	4,0 \$	65,2 \$	99,8 \$

ÉTATS CONSOLIDÉS DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS

(Non vérifiés)

	Période de neuf mois terminée le 30 septembre	
	2006	2005
	En millions de dollars	
Bénéfices non répartis au début de la période	425,0 \$	418,9 \$
Bénéfice net	65,2	99,8
	490,2	518,7
Dividendes sur les actions ordinaires.....	—	71,2
Bénéfices non répartis à la fin de la période	490,2 \$	447,5 \$

BILANS CONSOLIDÉS
(Non vérifiés)

	En millions de dollars	
	Au	
	30 septembre 2006 (Non vérifiés)	31 décembre 2005
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et placements à court terme	82,8 \$	79,4 \$
Comptes débiteurs.....	188,1	468,1
Stocks de gaz entreposés et approvisionnements.....	249,7	205,7
Charges payées d'avance.....	8,8	14,1
Partie échéant à moins d'un an des comptes de stabilisation tarifaire.....	142,5	28,4
Actif à court terme destiné à la vente.....	—	54,8
	<u>671,9</u>	<u>850,5</u>
Immobilisations corporelles.....	3 994,8	3 907,9
Investissement à long terme.....	254,5	238,3
Écart d'acquisition	76,4	76,4
Comptes de stabilisation tarifaire	49,8	48,3
Autres actifs.....	86,8	84,8
Actifs à long terme destinés à la vente	—	109,9
	<u>5 134,2 \$</u>	<u>5 316,1 \$</u>
Passif et capitaux propres		
Passifs à court terme		
Billets à court terme	524,0 \$	681,0 \$
Créditeurs et charges à payer	427,2	433,8
Impôt sur les bénéfices et autres impôts à payer.....	20,0	30,8
Partie échéant à moins d'un an des comptes de stabilisation tarifaire.....	—	47,9
Partie échéant à moins d'un an de la dette à long terme	41,0	398,2
Dû à la société mère.....	6,3	0,4
Passifs à court terme destinés à la vente	—	24,5
	<u>1 018,5</u>	<u>1 616,6</u>
Dette à long terme.....	2 367,0	2 012,9
Autres passifs à long terme et crédits reportés.....	176,9	168,5
Impôts futurs.....	71,7	88,7
Passifs à long terme destinés à la vente	—	13,7
	<u>3 634,1</u>	<u>3 900,4</u>
Capitaux propres		
Actions ordinaires	904,9	904,9
Surplus d'apport	155,9	137,5
Bénéfices non répartis.....	490,2	425,0
Ajustement cumulatif au titre du change	0,1	(0,7)
	<u>1 551,1</u>	<u>1 466,7</u>
Déduction faite du coût des actions ordinaires détenues par Terasen Pipelines Trans Mountain) Inc.....		
	51,0	51,0
	<u>1 500,1</u>	<u>1 415,7</u>
	<u>5 134,2 \$</u>	<u>5 316,1 \$</u>

ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE
(Non vérifiés)

	Période de trois mois terminée le 30 septembre		Période de neuf mois terminée le 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
	En millions de dollars			
Flux de trésorerie liés aux activités suivantes				
Activités d'exploitation				
Bénéfice net.....	2,5 \$	4,0 \$	65,2 \$	99,8 \$
Ajustements au titre des postes hors trésorerie.....				
Perte liée aux activités abandonnées.....	4,1	—	17,0	—
Amortissement.....	36,1	35,8	108,7	109,0
Quote-part du bénéfice tiré des capitaux propres liés aux investissements à long terme, en excédent des distributions au comptant.....	(5,8)	(1,7)	(16,2)	(14,1)
Impôts futurs sur les bénéfices.....	(21,0)	1,2	(27,5)	1,5
Autres.....	5,4	8,5	14,1	11,5
	<u>21,3</u>	47,8	<u>161,3</u>	207,7
Écart au titre des comptes de stabilisation tarifaire.....	(19,2)	(21,5)	21,5	2,0
Activités abandonnées – services liés à l'eau et aux services publics.....	(4,1)	—	(17,0)	—
Variations du fonds de roulement.....	(50,7)	(43,3)	57,2	(49,0)
	<u>(52,7)</u>	<u>(17,0)</u>	<u>223,0</u>	160,7
Activités d'investissement				
Immobilisations corporelles.....	(84,1)	(43,4)	(194,2)	(170,3)
Produit tiré de la vente des activités liées à l'eau.....	8,3	-	132,6	—
Autres actifs.....	(2,2)	(9,7)	(3,9)	(12,6)
	<u>(78,0)</u>	<u>(53,1)</u>	<u>(65,5)</u>	<u>(182,9)</u>
Activités de financement				
Augmentation (diminution) des billets à court terme.....	148,0	383,0	(157,0)	495,5
Augmentation de la dette à long terme.....	127,1	—	407,8	450,5
Réduction de la dette à long terme.....	(99,8)	(350,7)	(410,8)	(848,1)
Avances de KMI.....	1,3	—	5,9	—
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission.....	—	3,2	—	8,7
Dividendes sur les actions ordinaires.....	—	(23,8)	—	(71,2)
	<u>176,6</u>	11,7	<u>(154,1)</u>	35,4
Augmentation (diminution) nette de l'encaisse.....	45,9	(58,4)	3,4	13,2
Comptant à la fin de la période.....	36,9	91,6	79,4	20,0
Encaisse à la fin de la période.....	<u>82,8 \$</u>	<u>33,2 \$</u>	<u>82,8 \$</u>	<u>33,2 \$</u>
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Intérêts versés durant la période.....	46,8 \$	48,9 \$	137,4 \$	135,3 \$
Impôts sur les bénéfices versés durant la période.....	16,4	22,7	41,5	48,0
Opérations hors trésorerie.....				
Évaluation à la valeur du marché de certains instruments dérivés liés au gaz reportés dans les comptes de stabilisation tarifaire.....	<u>89,6</u>	<u>—</u>	<u>185,1</u>	<u>—</u>

Le terme encaisse désigne les liquidités ou la dette bancaire.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
(Non vérifiés)

1. MODE DE PRÉSENTATION

Les présents états financiers consolidés intermédiaires ont été dressés conformément aux conventions et méthodes comptables employées par la société pour préparer ses états financiers consolidés vérifiés datés du 31 décembre 2005. Comme les présents états financiers consolidés n'englobent pas toutes les informations à fournir obligatoires pour les états financiers annuels, ils devraient être lus en parallèle avec les états financiers consolidés de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005. Certaines données comparatives ont été retraitées en fonction de la présentation des états financiers adoptée au cours de l'exercice.

2. INFORMATION SECTORIELLE

	Période de trois mois terminée le 30 septembre			Total
	Distribution de gaz naturel	Transport de pétrole	Autres activités	
	(en millions de dollars)			
2006				
Produits	217,0 \$	60,4 \$	10,9 \$	288,3 \$
Bénéfice (perte) avant activités abandonnées	(6,8)	17,4	(4,0)	6,6
Bénéfice net (perte nette)	(6,8)	17,4	(8,1)	2,5
Total de l'actif	3 576,8	1 472,7	84,7	5 134,2
2005				
Produits	213,7 \$	57,3 \$	11,6 \$	282,6 \$
Bénéfice (perte) avant activités abandonnées	(3,6)	17,2	(12,7)	0,9
Bénéfice net (perte nette)	(3,6)	17,2	(9,6)	4,0
Total de l'actif	3 428,3	1 364,5	299,0	5 091,8

	Période de neuf mois terminée le 30 septembre			Total
	Distribution de gaz naturel	Transport de pétrole	Autres activités	
	(en millions de dollars)			
2006				
Produits	1 204,6 \$	168,2 \$	33,3 \$	1 406,1 \$
Bénéfice (perte) avant activités abandonnées	48,3	51,6	(17,7)	82,2
Bénéfice net (perte nette)	48,3	51,6	(34,7)	65,2
Total de l'actif	3 576,8	1 472,7	84,7	5 134,2
2005				
Produits	1 065,8 \$	163,0 \$	35,6 \$	1 264,4 \$
Bénéfice (perte) avant activités abandonnées	59,8	50,8	(15,7)	94,9
Bénéfice net (perte nette)	59,8	50,8	(10,8)	99,8
Total de l'actif	3 428,3	1 364,5	299,0	5 091,8

3. ACTIVITÉ SAISONNIÈRE

En raison du caractère saisonnier des activités de distribution de gaz de la société, les résultats d'exploitation trimestriels ne sont pas indicatifs des résultats sur une base annuelle.

4. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

La société estime que sa société mère, Kinder Morgan Inc., a fourni des services de gestion d'une valeur totalisant quelque 1,1 million de dollars (néant en 2005) pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2006 et 8,5 millions de dollars (néant en 2005) pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006.

5. RÉGIMES D'AVANTAGES SOCIAUX

La société et ses filiales offrent des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes de retraite à cotisations déterminées aux membres de leur personnel. La société offre également des avantages postérieurs à l'emploi autres que des régimes de retraite aux membres de son personnel qui sont à la retraite. Des renseignements supplémentaires au sujet de ces régimes d'avantages sont donnés dans le rapport annuel de la

société pour 2005. Les cotisations estimatives que la société a effectuées aux régimes de retraite à prestations déterminées pour 2006 devraient s'élever à 10,0 millions de dollars (montant réel de 10,1 millions de dollars pour 2005).

Les coûts constatés pour les périodes indiquées sont présentés dans les tableaux suivants :

	Période de trois mois terminée le 30 septembre			
	Régimes de retraite		Autres régimes de prestations	
	<u>2006</u>	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>2005</u>
	(en millions de dollars)			
Coût des services rendus	2,3 \$	2,2 \$	0,5 \$	0,4 \$
Intérêts débiteurs sur les obligations pour prestations de retraite projetées	4,3	4,5	1,0	1,0
Rendement prévu des actifs des régimes	(5,2)	(4,8)	-	-
Pertes actuarielles nettes	(0,1)	-	-	0,1
Modifications des régimes	0,1	0,2	-	-
Charge nette au titre du régime avant les rajustements pour le coût des prestations aux membres du personnel	1,4	2,1	1,5	1,5
Écart entre le rendement réel et le rendement prévu des actifs des régimes	0,1	0,1	-	-
Écart entre les gains actuariels réels et constatés de l'exercice	1,1	0,6	0,8	0,3
Écart entre les services passés réels et constatés	0,2	-	-	0,2
Amortissement de l'obligation (prestation) transitoire	(0,8)	(0,8)	0,3	0,4
Charge nette au titre du régime	2,0 \$	2,0 \$	2,6 \$	2,4 \$
Charge au titre du régime à cotisations déterminées	0,5 \$	0,4 \$		
Total des charges de retraite	2,5 \$	2,4 \$		

	Période de neuf mois terminée le 30 septembre			
	Régimes de retraite		Autres régimes de prestations	
	<u>2006</u>	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>2005</u>
	(en millions de dollars)			
Coût des services rendus	7,0 \$	6,6 \$	1,5 \$	1,2 \$
Intérêts débiteurs sur les obligations pour prestations de retraite projetées	12,9	13,5	3,1	3,0
Rendement prévu des actifs des régimes	(15,6)	(14,4)	-	-
Pertes actuarielles nettes	(0,4)	-	-	0,3
Modifications des régimes	0,3	0,6	-	-
Charge nette au titre du régime avant les rajustements pour le coût des prestations aux membres du personnel	4,2	6,3	4,6	4,5
Écart entre le rendement réel et le rendement prévu des actifs des régimes	0,3	0,3	-	-
Écart entre les gains actuariels réels et constatés de l'exercice	3,4	1,8	2,4	0,9
Écart entre les services passés réels et constatés	0,6	-	-	0,6
Amortissement de l'obligation (prestation) transitoire	(2,5)	(2,4)	0,9	1,2
Charge nette au titre du régime	6,0 \$	6,0 \$	7,9 \$	7,2 \$
Charge au titre du régime à cotisations déterminées	1,7 \$	1,4 \$		
Total des charges de retraite	7,7 \$	7,4 \$		

6. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Terasen Gas, une filiale de la société, a reçu un avis d'imposition daté du 31 juillet 2006 de l'administration fiscale du Social Service de la Colombie-Britannique concernant l'imposition d'une taxe de vente provinciale additionnelle majorée des intérêts de 37,1 millions de dollars sur le gazoduc Southern Crossing Pipeline, achevé en 2000. Aucune provision n'a été constituée à cet égard car la société interjettera appel de cette imposition. La direction estime que cette imposition est sans fondement et n'aura pas d'incidence défavorable importante sur

l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation ou les flux de trésorerie de la société. En octobre 2006, la société a effectué un versement de 10 millions de dollars en attendant l'aboutissement de la procédure d'appel qu'elle a interjeté, soit un paiement de bonne foi destiné à éviter que les autorités provinciales lui imposent par ordonnance le paiement de la somme intégrale, ou encore un cautionnement à l'égard de cette somme. Ce paiement a été constaté en tant que débiteur à long terme et la société a présenté une demande en vue de l'inscrire au compte de report réglementaire. Le fait que ce paiement ait été effectué n'indique pas nécessairement que la direction est d'avis que le montant imposé est justifié.

**ÉTATS FINANCIERS
CONSOLIDÉS PRO FORMA**

FORTIS INC.
(non vérifié)

**Au 30 septembre 2006 et pour les neuf mois terminés le
30 septembre 2006 et l'exercice terminé le 31 décembre 2005**

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS PRO FORMA NON VÉRIFIÉS

Les états financiers consolidés pro forma non vérifiés qui suivent tiennent compte de l'acquisition proposée (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 30 septembre 2006. Les états des résultats consolidés pro forma non vérifiés pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2006 et l'exercice terminé le 31 décembre 2005 tiennent compte de l'acquisition comme si elle avait été conclue le 1^{er} janvier 2005.

Les présents états financiers consolidés pro forma non vérifiés sont présentés uniquement à titre indicatif. Les ajustements pro forma sont fondés sur les informations disponibles et certaines hypothèses que nous jugeons 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 dont le siège social est situé à Vancouver, en Colombie-Britannique, et qui exerce ses activités dans deux principaux secteurs : la distribution de gaz naturel et le transport de pétrole. Avant la clôture de l'acquisition, Kinder Morgan Inc. («Kinder Morgan») obligera Terasen à se départir de ses activités de transport de pétrole. Les présents états financiers consolidés non vérifiés pro forma sont fondés sur les états financiers de Terasen au 30 septembre 2006 et pour les neuf mois terminés à cette date et l'exercice terminé le 31 décembre 2005. La situation et les résultats financiers des activités de transport de pétrole ont été exclus du bilan et des états des résultats consolidés pro forma non vérifiés au moyen d'ajustements pro forma. Consulter les notes 2b] et 2d].

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 ajustements réels apportés à nos 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, nous sommes d'avis que les ajustements réels différeront des ajustements pro forma, et ces différences pourraient être importantes. Par exemple, la ventilation 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 notre 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 ajustement final pourrait modifier la ventilation 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 30 septembre 2006
(non vérifié)
(en millions de dollars)

	<u>Fortis Inc.</u>	<u>Terasen Inc.</u>		<u>Ajustements pro forma</u>	<u>Bilan consolidé pro forma</u>
			Note		
ACTIF					
À court terme					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	61,4	82,8		—	144,2
Débiteurs.....	207,3	188,1	2b]	(22,3)	373,1
Charges payées d'avance	21,5	8,8	2b]	(3,2)	27,1
Actifs réglementaires.....	29,3	142,5		—	171,8
Stocks de gaz, matériel et fournitures	25,6	249,7	2b]	(3,2)	272,1
	<u>345,1</u>	<u>671,9</u>		<u>(28,7)</u>	<u>988,3</u>
Dépôt au titre des impôts sur les bénéfices	5,9	—		—	5,9
Charges reportées et autres actifs	161,9	86,8	2b]	(31,0)	223,1
			2m]	3,0	
			2n]	2,4	
Actifs réglementaires.....	103,4	49,8		—	153,2
Impôts futurs.....	8,0	—	2f]	8,4	30,9
			2g]	14,5	
Immobilisations de services publics.....	2 831,3	3 994,8	2b]	(1 158,4)	5 667,7
Biens productifs.....	418,8	—		—	418,8
Placements	170,7	254,5	2b]	(254,5)	170,7
Actifs incorporels, déduction faite de l'amortissement	10,9	—		—	10,9
Écart d'acquisition.....	550,9	76,4	2b]	631,6	1 258,9
	<u>4 606,9</u>	<u>5 134,2</u>		<u>(812,7)</u>	<u>8 928,4</u>
PASSIF					
À court terme					
Emprunts à court terme	70,7	524,0		—	594,7
Créditeurs et charges à payer	264,2	433,5	2b]	(85,0)	625,7
			2m]	3,0	
			2l]	10,0	
Dividendes à verser	21,1	—		—	21,1
Impôts à payer	5,9	20,0	2b]	2,2	28,1
Passifs réglementaires	25,5	—		—	25,5
Versements pour la période au titre de la dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition	32,8	41,0		—	73,8
	<u>420,2</u>	<u>1 018,5</u>		<u>(69,8)</u>	<u>1 368,9</u>
Autres passifs à long terme et crédits reportés.....	77,2	176,9	2b]	(16,8)	237,3
Passifs réglementaires	33,6	—		—	33,6
Impôts futurs.....	46,9	71,7	2b]	(63,5)	55,1
Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition	2 254,0	2 367,0	2b]	(300,0)	4 484,3
			2e]	139,3	
			2f]	24,0	
Part des actionnaires sans contrôle.....	50,4	—		—	50,4
Actions privilégiées.....	319,5	—		—	319,5
	<u>3 201,8</u>	<u>3 634,1</u>		<u>(286,8)</u>	<u>6 549,1</u>
CAPITAUX PROPRES					
Actions ordinaires ¹⁾	822,5	853,9	2k]	(853,9)	1 796,7
			2g]	1 001,0	
			2g]	(26,8)	
Actions privilégiées.....	122,5	—		—	122,5
Surplus d'apport	4,3	155,9	2k]	(155,9)	4,3
Composante capitaux propres des débiteures convertibles	1,4	—		—	1,4
Écart de conversion	(17,8)	0,1	2k]	(0,1)	(17,8)
Bénéfices non répartis	472,2	490,2	2k]	(490,2)	472,2
	<u>1 405,1</u>	<u>1 500,1</u>		<u>(525,9)</u>	<u>2 379,3</u>
	<u>4 606,9</u>	<u>5 134,2</u>		<u>(812,7)</u>	<u>8 928,4</u>

i) Les actions ordinaires de Terasen Inc. sont présentées déduction faite de 51,0 millions de dollars d'actions détenues par sa filiale en propriété exclusive Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.

Voir les notes afférentes.

FORTIS INC.

ÉTAT DES RÉSULTATS CONSOLIDÉ PRO FORMA

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005

(non vérifié)

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

	<u>Fortis Inc.</u>	<u>Terasen Inc.</u>		<u>Ajustements pro forma</u>	<u>État des résultats consolidé pro forma</u>
			Note		
Produits d'exploitation	1 430,0	1 952,5	2d]	(227,8)	3 154,7
Quote-part du bénéfice	<u>11,4</u>	<u>24,4</u>	2d]	<u>(21,9)</u>	13,9
	<u>1 441,4</u>	<u>1 976,9</u>		<u>(249,7)</u>	3 168,6
Charges					
Coûts de l'approvisionnement en énergie	533,9	1 063,7		—	1 597,6
Charges d'exploitation.....	392,4	421,5	2d]	(106,9)	707,0
Amortissement.....	157,6	142,6	2d]	(37,6)	263,2
			2m]	<u>0,6</u>	
	<u>1 083,9</u>	<u>1 627,8</u>		<u>(143,9)</u>	2 567,8
Bénéfice d'exploitation	<u>357,5</u>	<u>349,1</u>		<u>(105,8)</u>	600,8
Frais financiers	153,8	191,4	2d]	(31,7)	323,2
			2e]	7,3	
			2o]	(5,8)	
			2n]	1,0	
Gain tiré du règlement de différends contractuels	<u>(10,0)</u>	<u>—</u>	2p]	<u>7,2</u>	(10,0)
	<u>143,8</u>	<u>191,4</u>		<u>(22,0)</u>	313,2
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices, part des actionnaires sans contrôle et activités abandonnées	213,7	157,7		(83,8)	287,6
Impôts sur les bénéfices	70,4	51,6	2d]	(9,0)	111,9
			2i]	<u>(1,1)</u>	
Bénéfice avant part des actionnaires sans contrôle et activités abandonnées	143,3	106,1		(73,7)	175,7
Part des actionnaires sans contrôle.....	<u>6,2</u>	<u>—</u>		<u>—</u>	6,2
Bénéfice avant activités abandonnées	137,1	106,1		(73,7)	169,5
Perte liée aux activités abandonnées.....	<u>—</u>	<u>4,9</u>		<u>—</u>	4,9
Bénéfice net applicable aux actions ordinaires	<u>137,1</u>	<u>101,2</u>		<u>(73,7)</u>	164,6
Nombre moyen d'actions ordinaires en circulation (en millions)	<u>101,8</u>		2g]	<u>38,5</u>	140,3
Résultat par action ordinaire avant activités abandonnées					
De base.....	<u>1,35 \$</u>				1,21 \$
Dilué	<u>1,24 \$</u>				1,15 \$
Résultat par action ordinaire					
De base.....	<u>1,35 \$</u>				1,17 \$
Dilué	<u>1,24 \$</u>				1,12 \$

Voir les notes afférentes.

FORTIS INC.

ÉTAT DES RÉSULTATS CONSOLIDÉ PRO FORMA

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2006

(non vérifié)

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

	Fortis Inc.	Terasen Inc.		Ajustements pro forma	État des résultats consolidé pro forma
			Note		
Produits d'exploitation	1 071,7	1 406,1	2d]	(168,2)	2 309,6
Quote-part du bénéfice	<u>6,9</u>	<u>16,2</u>	2d]	<u>(16,2)</u>	6,9
	<u>1 078,6</u>	<u>1 422,3</u>		<u>(184,4)</u>	2 316,5
Charges					
Coûts de l'approvisionnement en énergie.....	394,0	767,4		—	1 161,4
Charges d'exploitation.....	290,3	284,2	2d]	(74,3)	500,2
Amortissement.....	130,9	108,7	2d]	(28,1)	212,0
			2m]	0,5	
	<u>815,2</u>	<u>1 160,3</u>		<u>(101,9)</u>	1 873,6
Bénéfice d'exploitation	<u>263,4</u>	<u>262,0</u>		<u>(82,5)</u>	442,9
Frais financiers	124,4	134,7	2d]	(20,1)	246,2
			2e]	5,5	
			2o]	(4,4)	
			2n]	0,7	
Gain tiré de la vente de biens productifs.....	<u>(2,1)</u>	<u>—</u>	2p]	<u>5,4</u>	(2,1)
	<u>122,3</u>	<u>134,7</u>		<u>(12,9)</u>	244,1
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices, part des actionnaires sans contrôle et activités abandonnées	141,1	127,3		(69,6)	198,8
Impôts sur les bénéfices	23,1	45,1	2d]	(10,3)	57,1
			2i]	(0,8)	
Bénéfice avant part des actionnaires sans contrôle et activités abandonnées	118,0	82,2		(58,5)	141,7
Part des actionnaires sans contrôle.....	<u>4,7</u>	<u>—</u>		<u>—</u>	4,7
Bénéfice avant activités abandonnées	113,3	82,2		(58,5)	137,0
Perte liée aux activités abandonnées	<u>—</u>	<u>17,0</u>		<u>—</u>	17,0
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	<u>113,3</u>	<u>65,2</u>		<u>(58,5)</u>	120,0
Nombre moyen d'actions ordinaires en circulation (en millions)	<u>103,5</u>		2g]	<u>38,5</u>	142,0
Résultat par action ordinaire avant activités abandonnées					
De base.....	<u>1,09 \$</u>				0,96 \$
Dilué	<u>1,05 \$</u>				0,94 \$
Résultat par action ordinaire					
De base.....	<u>1,09 \$</u>				0,85 \$
Dilué	<u>1,05 \$</u>				0,84 \$

Voir les notes afférentes.

FORTIS INC.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS PRO FORMA (en millions de dollars) (non vérifié)

1. MODE DE PRÉSENTATION

Les états financiers consolidés non vérifiés pro forma 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 le prospectus simplifié daté du 7 mars 2007 (le «prospectus»). Les états financiers consolidés non vérifiés pro forma 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 au 30 septembre 2006 et pour les neuf mois terminés à cette date, et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, ainsi que des états financiers non vérifiés et vérifiés de Terasen au 30 septembre 2006 et pour les neuf mois terminés à cette date, et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005.

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

Comme c'est la norme pour des opérations similaires d'entités réglementées, le prix d'achat est surtout fondé sur les actifs réglementaires au moment de la clôture. Selon le calcul du prix d'achat comme il est détaillé dans la convention d'achat datée du 26 février 2007 (la «convention d'achat»), le prix d'achat net estimatif de Terasen est de 1 099,0 millions de dollars (voir la note 2a)].

Le bilan consolidé non vérifié pro forma et les états des résultats consolidés non vérifiés pro forma tiennent compte de l'acquisition réalisée respectivement le 30 septembre 2006 et le 1^{er} janvier 2005. Les états financiers consolidés non vérifiés pro forma ne constituent pas nécessairement une indication des résultats qui aurait réellement été obtenus si les opérations reflétées aux présentes avaient été finalisées aux dates indiquées, ou des résultats qui pourraient être obtenus à l'avenir. Par exemple, la ventilation réelle du prix d'achat reflétera la juste valeur, à la date d'achat, des actifs acquis et des passifs pris en charge, selon l'évaluation de l'acquéreur de ces actifs et passifs par suite de la clôture de l'opération et, par conséquent, la ventilation finale du prix d'achat, principalement liée aux actifs incorporels, pourrait différer de manière importante de la ventilation provisoire reflétée aux présentes.

Les présents états financiers consolidés non vérifiés pro forma doivent être lus avec la description de l'opération figurant dans le prospectus, les états financiers vérifiés et non vérifiés de Terasen, y compris les notes afférentes, inclus dans le prospectus, et les états financiers consolidés vérifiés et non vérifiés de Fortis, y compris les notes afférentes, intégrés par renvoi dans le prospectus.

Les hypothèses sous-jacentes aux ajustements pro forma fournissent une base raisonnable pour la présentation de l'incidence financière importante directement attribuable à l'acquisition. Ces ajustements pro forma sont établis à titre indicatif et sont fondés sur l'information financière disponible ainsi que certaines estimations et hypothèses. Les ajustements réels aux états financiers consolidés seront tributaires d'un certain nombre de facteurs. Par conséquent, nous sommes d'avis que les ajustements réels différeront des ajustements pro forma, et les différences pourraient être importantes.

2. HYPOTHÈSES ET AJUSTEMENTS PRO FORMA

a] Les présents états financiers consolidés pro forma tiennent compte de la clôture de l'acquisition, comme si elle avait eu lieu le 30 septembre 2006 relativement au bilan consolidé pro forma, et le 1^{er} janvier 2005 relativement aux états des résultats consolidés pro forma pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 et pour

les neuf mois terminés le 30 septembre 2006. L'acquisition a été reflétée dans les états financiers consolidés pro forma selon la méthode de l'acquisition.

Prix d'achat net estimatif

	(en millions de dollars)
Prix d'achat non ajusté.....	1 801,0
Coûts d'acquisition estimatifs (note 2h).....	5,0
Prix d'achat net estimatif, avant la dette prise en charge.....	<u>1 826,0</u>
Encaisse acquise de Terasen excédant le fonds de roulement normal	40,0
Billets à court terme de Terasen pris en charge (note 2f).....	(317,0)
Dette à long terme de Terasen prise en charge (note 2f).....	<u>(450,0)</u>
Prix d'achat net estimatif.....	<u><u>1 099,0</u></u>

Besoins en financement nets estimatifs

	(en millions de dollars)
Prix d'achat net estimatif.....	1 099,0
Billets à court terme de Terasen pris en charge.....	317,0
Dette à long terme de Terasen prise en charge.....	450,0
Frais d'émission d'actions ordinaires (note 2g).....	41,3
Besoins en financement nets estimatifs.....	<u><u>1 907,3</u></u>

Structure de financement supposée

	(en millions de dollars)
Billets à court terme de Terasen pris en charge.....	317,0
Dette à long terme de Terasen prise en charge.....	450,0
Émission d'actions ordinaires (note 2g).....	1 001,0
Émission différentielle de titres de créance à long terme (note 2e).....	139,3
	<u><u>1 907,3</u></u>

b] Actif net du secteur du transport du pétrole et ventilation du prix d'achat net estimatif

Le prix d'achat net estimatif a été attribué à la juste valeur des actifs et passifs nets de Terasen au 30 septembre 2006, excluant les actifs et passifs nets du secteur du transport de pétrole, qui ne sont pas acquis, conformément à la méthode de l'acquisition, comme suit :

(en millions de dollars)

	Terasen Inc.	Transport de Pétrole	Ajustements à la juste valeur et autres	Total net
Actifs acquis :			Note	
Trésorerie et équivalents de trésorerie.....	82,8	—	—	82,8
Débiteurs.....	188,1	(22,3)	—	165,8
Charges payées d'avance.....	8,8	(3,2)	—	5,6
Actifs réglementaires.....	142,5	—	—	142,5
Stocks de gaz, de matériel et de fournitures.....	249,7	(3,2)	—	246,5
Actif à court terme.....	671,9	(28,7)	—	643,2
Charges reportées et autres actifs.....	86,8	(31,0)	2n]	58,2
Actifs réglementaires.....	49,8	—	—	49,8
Impôts futurs.....	—	—	2f]	8,4
Immobilisations de services publics.....	3 994,8	(1 158,4)	—	2 836,4
Placements.....	254,5	(254,5)	—	—
Actifs incorporels.....	—	—	—	—
	<u>5 057,8</u>	<u>(1 472,6)</u>	<u>10,8</u>	<u>3 596,0</u>
Passif pris en charge :				
Emprunts à court terme.....	524,0	—	—	524,0
Créditeurs et charges à payer.....	433,5	(85,0)	2l]	358,5
Impôts à payer.....	20,0	2,2	—	22,2
Versements pour la période au titre de la dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition.....	41,0	—	—	41,0
Autres passifs à long terme et crédits reportés.....	176,9	(16,8)	—	160,1
Impôts futurs.....	71,7	(63,5)	—	8,2
Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition.....	2 367,0	(300,0)	2f)	2 091,0
	<u>3 634,1</u>	<u>(463,1)</u>	<u>34,0</u>	<u>3 205,0</u>
Actif net à la juste valeur au 30 septembre 2006.....	1 423,7	(1 009,5)	(23,2)	391,0
Prix d'achat net.....				1 099,0
Écart d'acquisition.....				708,0
Écart d'acquisition antérieurement comptabilisé par Terasen.....				(76,4)
Écart d'acquisition additionnel.....				631,6

Les activités de distribution de gaz naturel de Terasen sont réglementées selon la méthodologie classique du coût du service. L'établissement des produits et du bénéfice est fondé sur les taux de rendement réglementaires qui sont appliqués aux valeurs historiques et ne varie pas en cas de changement de propriété. Par conséquent, en ce qui a trait aux activités réglementées, aucun ajustement de la juste valeur n'est comptabilisé dans le cadre du prix d'achat d'actifs et de passifs particuliers, y compris les actifs incorporels, qui seront acquis, puisque les avantages et les obligations économiques qui leur sont liés excédant les taux de rendement réglementaires sont transférés à la clientèle. La valeur comptable des actifs et des passifs liés aux activités réglementées qui seront acquis a été attribuée à titre de juste valeur aux fins de la ventilation du prix d'achat.

c] Écart d'acquisition

L'excédent du prix d'achat, y compris les frais et charges estimatifs liés à l'acquisition, sur la juste valeur provisoire des actifs nets acquis de Terasen est classé à titre d'écart d'acquisition au bilan consolidé pro forma ci-joint.

d] Résultats du secteur du transport de pétrole

L'acquisition de Terasen ne comprend pas le secteur du transport de pétrole et, en conséquence, les résultats de ce secteur pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 et les neuf mois terminés le 30 septembre 2006 ont été exclus, comme suit :

	(en millions de dollars)	
	Neuf mois terminés le 30 septembre 2006	Exercice terminé le 31 décembre 2005
Produits d'exploitation	168,2	227,8
Quote-part du bénéfice	16,2	21,9
	184,4	249,7
Charges		
Charges d'exploitation	74,3	106,9
Amortissement	28,1	37,6
Frais financiers	20,1	31,7
Impôts sur les bénéfices	10,3	9,0
	132,8	185,2

e] Financement

La Société a conclu une convention de crédit-relais avec ses banques à un taux supposé de 5,10 %. Ce crédit-relais sera refinancé au moyen de l'émission d'autres capitaux permanents, y compris des facilités d'emprunt à long terme. Il est supposé que les besoins de financement de la dette prévus de 139,3 millions de dollars seront initialement financés au moyen du crédit-relais d'acquisition et seront par la suite refinancés à un taux moyen de 5,25 %.

Il est supposé que les intérêts débiteurs additionnels qui suivent seront engagés :

	(en millions de dollars)	
	Neuf mois terminés le 30 septembre 2006	Exercice terminé le 31 décembre 2005
Intérêts sur la dette différentielle refinancée de 139,3 millions de dollars à 5,25 %	5,5	7,3

f] Dette prise en charge

L'encours de la dette à long terme de Terasen s'établit à 450,0 millions de dollars en diverses séries comportant des dates d'échéance allant de 2008 à 2040. Les taux varient de 5,56 % à 8,0 %, se soldant par un excédent de la juste valeur de marché de la dette sur la valeur comptable de 24,0 millions de dollars (15,6 millions de dollars, déduction faite d'impôts futurs de 8,4 millions de dollars), calculée au 30 septembre 2006. Aucun ajustement n'a été apporté à la valeur comptable des titres de créance de Terasen Gas Inc. et Terasen Gas (Vancouver Island) Inc., du fait de la réglementation des tarifs qui caractérise leurs activités et qui entraîne la récupération, dans les tarifs, des coûts liés à ces titres de créance, sous réserve de la réglementation de la BCUC.

Terasen a aussi des billets à court terme de 317,0 millions de dollars qui sont pris en charge. Le solde résiduel des billets à court terme de 207,0 millions de dollars a trait aux activités réglementées par la BCUC.

g] Émission d'actions ordinaires

Pour financer une tranche du prix d'achat de l'acquisition, la Société prévoit émettre environ 38,5 millions d'actions ordinaires à la clôture entraînant un produit brut estimatif de 1 001,0 millions de dollars, ou un produit net, déduction faite des frais d'émission des actions ordinaires, de 974,2 millions de dollars (frais d'émission d'actions ordinaires de 41,3 millions de dollars moins des impôts futurs de 14,5 millions de dollars). Le prix de 26,00 \$ l'action, soit le prix d'offre dans le cadre du placement visant l'émission de 38,5 millions de reçus de souscription de la Société en vertu du prospectus daté du 7 mars 2007, a été utilisé comme prix d'émission par action dans les états financiers consolidés pro forma.

h] Coûts d'acquisition

Il est supposé que les coûts d'acquisition s'établiront à environ 25,0 millions de dollars, et feront partie du prix de base du placement. Ces coûts sont essentiellement composés des honoraires de convention de placement et des honoraires juridiques.

i] Impôts sur les bénéfices

Les impôts sur les bénéfices portant sur les ajustements pro forma sont établis aux taux d'imposition moyens de Fortis de respectivement 35,0 % et 35,0 % pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 et les neuf mois terminés le 30 septembre 2006.

j] Résultat par action ordinaire

Le calcul du résultat par action ordinaire pro forma pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 et les neuf mois terminés le 30 septembre 2006 tient compte de l'émission de 38,5 millions d'actions ordinaires envisagée dans le prospectus daté du 7 mars 2007, comme si l'émission avait eu lieu le 1^{er} janvier 2005.

k] Soldes historiques des capitaux propres de Terasen

Les soldes historiques des capitaux propres, du surplus d'apport, de la conversion des devises 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 de ce plan sera achevée dès que possible après l'exécution de l'acquisition et les mesures à prendre en vertu du plan seront entamées dès que possible par la suite.

m] Frais financiers liés à la dette à long terme

Il est supposé que les frais financiers liés à la dette à long terme s'établissent à environ 3,0 millions de dollars et soient reportés et amortis sur la durée estimative de la dette à long terme de cinq ans.

n] Juste valeur des swaps de taux d'intérêt et amortissement connexe

La juste valeur des swaps de taux d'intérêt de Terasen est constituée d'un actif de 2,4 millions de dollars au 30 septembre 2006. L'ajustement de la juste valeur sera amorti sur la durée de la dette connexe.

o] Amortissement de l'ajustement à la juste valeur de la dette

L'ajustement à la juste valeur de la dette sera amorti sur la durée de la dette connexe. Se reporter à la note 2f].

p] Division sectorielle des intérêts débiteurs à court terme

Les billets à court terme de 317 millions de dollars de Terasen pris en charge comprennent une tranche de 110 millions \$ antérieurement attribuée au secteur du transport du pétrole par Terasen. Avec l'acquisition de Terasen et le retrait du secteur du transport du pétrole, les intérêts sur les billets à court terme de 110 millions \$ ont été réattribués aux activités restantes acquises comme suit :

(en millions de dollars)	
Neuf mois terminés le 30 septembre 2006	Exercice terminé le 31 décembre 2005
5,4	7,2

TABLE DES MATIÈRES DES RAPPORTS DE GESTION

Rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005	M-2
Rapport de gestion intermédiaire pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006	M-21

Terasen Inc.

Rapport de gestion 2005
pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005
Le 10 avril 2006

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 2005 et 2004. Dans le présent rapport de gestion, les termes « nous », « nos », « notre », « la Société » et « Terasen » renvoient à Terasen Inc., à ses filiales, à ses coentreprises et à ses participations dans des sociétés satellites. 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.; le réseau Express, des réseaux de pipelines Express et Platte; et les services d'eau et services publics, de Terasen Waterworks (Supply) Inc., Terasen Utility Services Inc. et de la participation de 50 % de Terasen dans Fairbanks Sewer and Water Inc. KMI s'entend de Kinder Morgan, Inc.

Tous les renseignements financiers fournis dans le présent rapport de gestion ont été préparés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada et tous les montants en dollars sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

À propos de Terasen

Le 30 novembre 2005, Kinder Morgan, Inc. (KMI) a fait l'acquisition de toutes les actions de la Société, par l'intermédiaire d'une filiale, en vertu d'un accord de regroupement daté du 1^{er} août 2005. Les actionnaires de la Société ont pu choisir, pour chaque action de Terasen qu'ils détenaient, entre i) 35,75 \$ en espèces, ii) 0,3331 action ordinaire de KMI ou iii) 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 ainsi que des paiements en espèces d'environ 2,49 milliards de dollars à des porteurs de titres de Terasen.

Distribution du gaz naturel

Les activités de distribution du gaz naturel de Terasen consistent essentiellement en Terasen Gas et TGVI, auxquelles s'ajoutent plusieurs petites entreprises de services publics apparentées. Terasen Gas est le plus important distributeur de gaz naturel en Colombie-Britannique, desservant plus de 804 000 clients dans plus de 100 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 dessert environ 85 000 clients dans l'île de Vancouver et, dans la région de la Sunshine Coast et Terasen Gas (Whistler), quelque 2 000 clients dans la région de Whistler. Terasen Gas et TGVI fournissent des services de transmission 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 du pétrole

Les activités de transport du pétrole de Terasen comprennent les pipelines Trans Mountain, Corridor, Express et Platte. Ces activités sont assurées 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 un tiers du Réseau Express, 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 les activités de base de Terasen, soit la distribution du gaz naturel et le transport du pétrole, la Société détient des participations dans plusieurs sociétés plus petites y compris une participation de 30 % dans CustomerWorks LP. CustomerWorks offre des services de facturation et d'assistance à la clientèle à des sociétés de services publics, des municipalités et des détaillants du secteur de l'énergie. CustomerWorks a externalisé la prestation des services d'assistance à la clientèle à une entité détenue et exploitée par Accenture Inc. Avant la cession de la participation de 40,4 % de Terasen dans Clean Energy, le 31 octobre 2005, le secteur des autres activités comprenait également

Clean Energy Fuel Corp. (Clean Energy), un fournisseur d'infrastructures d'avitaillement de véhicules au gaz naturel.

En janvier 2006, Terasen a conclu une convention de rachat d'actions afin de céder sa participation dans les services d'eau et services publics, pour une contrepartie d'environ 125 millions de dollars. Cette cession devrait être menée à terme d'ici la fin d'avril 2006, sous réserve des approbations des organismes de réglementation. Les services d'eau et services publics ont donc été reclassés comme actifs et passifs destinés à la vente et comme activités abandonnées. Cette cession ne devrait pas donner lieu à d'importants gains ou pertes.

Résultats d'exploitation

Bénéfice net

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2005	2004
Distribution de gaz naturel		
Terasen Gas	65,3 \$	69,7 \$
TGVI	25,5	26,2
	<hr/>	<hr/>
	90,8	95,9
Transport du pétrole		
Trans Mountain	25,4	39,4
Corridor	13,6	15,6
Réseau Express	25,5	15,9
	<hr/>	<hr/>
	64,5	70,9
Activités abandonnées	(4,9)	3,3
Autres activités	(49,2)	(20,3)
Bénéfice net	<hr/>	<hr/>
	101,2 \$	149,8 \$

Le bénéfice net en 2005 a diminué de 48,6 millions de dollars comparativement à 2004. Les principaux éléments ayant eu une incidence sur le bénéfice net en 2005 sont les suivants :

Certains éléments

(en millions de dollars)

Coûts liés à la transaction avec KMI	42,9 \$
Coûts liés au projet Inland Pacific Connector	3,6
Gains de couverture liés à Clean Energy et coûts liés à sa cession	(2,5)
Prime sur le remboursement de la dette de Trans Mountain	7,3
	<hr/>
	51,3 \$

En 2005, la Société a passé en charges des coûts après impôts de 42,9 millions de dollars liées à l'acquisition effectuée par KMI, consistant principalement en des frais de placement avant impôts de 14,7 millions de dollars, en des indemnités de départ et en des charges liées au personnel de 14,4 millions de dollars, en des frais liés aux options sur actions de 3,6 millions de dollars et en la radiation d'une charge d'impôts d'environ 15,3 millions de dollars ayant trait aux reports prospectifs de pertes aux fins d'impôts assujetties à des restrictions.

Au quatrième trimestre de 2005, Terasen Gas a engagé 3,6 millions de dollars (après impôts) de frais engagés dans le cadre du projet Inland Pacific Connector dont la BCUC n'a pas autorisé le recouvrement des tarifs.

Le 31 octobre 2005, la Société a vendu sa participation de 40,4 % dans Clean Energy, pour un produit d'environ 35,9 millions de dollars américains. La vente, combinée à la quote-part du bénéfice de la participation dans Clean Energy pour la période de 10 mois terminée le 31 octobre 2005, a donné lieu à un gain d'environ 2,5 millions de dollars, incluant la constatation de gains non réalisés sur des contrats à terme de gaz naturel de Clean Energy en

2005 totalisant 10,9 millions de dollars et la constatation de pertes de change incluses auparavant dans les capitaux propres, totalisant 8,4 millions de dollars.

Le 1^{er} novembre 2005, Trans Mountain a exercé son droit de racheter les débetures de série C d'un montant de 35 millions de dollars. Une charge après impôts de 7,3 millions de dollars a été portée aux résultats relativement à la prime versée pour le rachat des débetures.

Le bénéfice provenant des activités relatives aux services d'eau et services publics a été reclassé dans les activités abandonnées tant pour 2005 que pour 2004.

Principales données annuelles

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2005	2004	2003
Total des produits ¹	1 952,5 \$	1 798,1 \$	1 763,1 \$
Bénéfice net avant activités abandonnées ¹	106,1	146,5	130,7
Bénéfice net ²	101,2	149,8	132,7
Dividendes versés sur actions ordinaires	95,1	86,4	79,4
Total de l'actif (retraité) ¹	5 316,1	4 981,8	4 933,1
Dette à long terme ^{1,3}	2 012,9	2 291,6	2 426,1
Tranche à court terme de la dette à long terme	398,2	416,7	51,8

1. Le total des produits de 2004 et de 2003 a été retraité pour tenir compte du reclassement des activités relatives aux services d'eau et services publics dans les activités abandonnées. Le bénéfice net avant activités abandonnées et la dette à long terme pour 2004 et 2003 ont été retraités pour tenir compte du reclassement des titres de capital de la Société du capital-actions à la dette à long terme et du reclassement des coûts de financement et des impôts sur les bénéfices respectifs. Le total de l'actif pour 2004 et 2003 a été retraité pour tenir compte du reclassement des charges reportées dans les autres passifs à long terme et crédits reportés.

2. Terasen est une filiale en propriété exclusive de KMI et, par conséquent, les données sur le bénéfice par action ne sont pas présentées.

3. Déduction faite de la tranche à court terme de la dette à long terme.

La croissance du total des produits a été générée principalement par la hausse des prix du gaz naturel, notamment en 2005, qui se répercute sur les tarifs des clients. Le bénéfice net, après ajustement pour tenir compte des frais liés à la transaction avec KMI et au rachat des débetures de série C de Trans Mountain en 2005, a augmenté depuis 2003 en raison surtout de la croissance solide du bénéfice lié au transport du pétrole. Le parachèvement du projet de pipeline Corridor en avril 2003, l'expansion du réseau Express en 2005 et le débit accru du réseau Trans Mountain ont été les principaux facteurs de croissance du bénéfice. L'augmentation du total de l'actif en 2005 par rapport à 2004 reflète à la fois les dépenses en immobilisations et la croissance des stocks de gaz naturel et des débiteurs en raison des prix plus élevés du gaz naturel.

Résultats par secteur d'activité

Distribution de gaz naturel

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2005	2004
Produits tirés de la distribution de gaz naturel	1 678,0 \$	1 494,1 \$
Bénéfice net tiré de la distribution de gaz naturel	90,8	95,9

Les produits tirés de la distribution de gaz naturel ont augmenté en 2005 par rapport à 2004, principalement en raison de la hausse des prix du marché du gaz naturel, qui se répercute sur les tarifs des clients. Le coût du gaz naturel a augmenté d'un montant correspondant.

Le bénéfice tiré de la distribution du gaz naturel a fléchi, passant de 95,9 millions de dollars en 2004 à 90,8 millions de dollars en 2005, en raison de la passation en charges des coûts liés à l'acquisition effectuée par KMI et des coûts liés au projet Inland Pacific Connector, ainsi qu'en raison d'un recul du rendement des capitaux propres autorisé tant pour Terasen Gas que pour TGVI et d'un bénéfice moindre découlant de la désactualisation de l'escompte d'acquisition du compte RDDA (Revenue Deficiency Deferral Account / compte de report d'insuffisance

de recettes) dans TGVI. Ces facteurs ont été partiellement neutralisés par un excellent rendement d'exploitation tant de Terasen Gas que de TGVI, tel qu'il est indiqué ci-dessous.

TERASEN GAS

Le bénéfice tiré de Terasen Gas a fléchi, passant de 69,7 millions de dollars à 65,3 millions de dollars, en raison de la passation des charges de 6,4 millions de dollars des coûts liés à l'acquisition effectuée par KMI découlant principalement de l'expiration des reports prospectifs de pertes imputable au changement de contrôle, d'un rendement des capitaux propres autorisé moindre en 2005 comparativement à 2004 et de la passation en charges de 3,6 millions de dollars (après impôts) des coûts engagés dans le cadre du projet Inland Pacific Connector dont la BCUC n'a pas autorisé le recouvrement des tarifs. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par d'excellents résultats d'exploitation, y compris la hausse des produits tirés du transport, la croissance de la base tarifaire et la réduction de la provision pour créances douteuses.

L'augmentation nette de la clientèle de Terasen Gas en 2005 a totalisé 12 613 clients, en hausse par rapport aux 11 750 nouveaux clients de 2004. Le contexte économique favorable et la vigueur soutenue des mises en chantier résidentielles en Colombie-Britannique ont contribué à l'augmentation nette de la clientèle en 2005. Le volume des ventes industrielles de Terasen Gas a diminué de 755 térajoules, tandis que les volumes de transport ont augmenté de 1 113 térajoules par rapport à l'exercice précédent. Terasen Gas dégage environ la même marge, peu importe que ce soit pour les ventes ou pour les services de transport.

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 quant aux volumes de vente occasionnées, notamment par la température, ont été mis en place précisément pour Terasen Gas. Le premier, appelé le compte de rapprochement des coûts 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 déficits) 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 des coûts des marchandises (CRCM) et le compte de rapprochement des coûts 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, 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).

Le MRSP et les CRCM/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 2005, les soldes nets des comptes RSAM et CCRA/MCRA ont diminué, passant d'une somme à recevoir de 14,1 millions de dollars en 2004 à une somme à payer de 9,0 millions de dollars. Afin de s'assurer de recouvrer en temps opportun tout solde des CRCM/CRCAM, Terasen Gas prépare et produit des calculs trimestriels avec la BCUC pour déterminer si un rajustement des tarifs facturés aux clients est nécessaire compte tenu des prix en vigueur sur le marché du gaz naturel.

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 étaient en place en 2004 ont permis de fixer les intérêts débiteurs sur les fonds à court terme attribuables aux actifs réglementés de Terasen à 4,00 % en 2005, en hausse par rapport à 3,25 % en 2004. Pour 2005, le taux d'intérêt à court terme fixe réel a été établi à 4,00 %. 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 2005, l'application de cette formule a fixé le RCP autorisé de Terasen Gas à 9,03 %, en baisse par rapport au taux de 9,15 % de 2004. Terasen Gas et TGVI ont demandé à la BCUC, en juin 2005, d'augmenter leurs composantes capitaux propres réputées de 33 % à 38 % et de 35 % à 40 %, respectivement. La même demande portait également sur une augmentation des RCP autorisés par rapport aux niveaux qui auraient résulté de la formule antérieure, soit 8,29 % pour Terasen Gas et 8,79 % pour TGVI en 2006.

La BCUC a rendu sa décision relative à la demande le 2 mars 2006, avec prise d'effet rétroactive au 1^{er} janvier 2006. La formule générique des RCP pour une entreprise de services publics de référence en Colombie-Britannique a été changée de telle sorte qu'elle sera refixée annuellement d'après une prévision liée au rendement des obligations du Canada échéant à 30 ans plus une prime de risque de 3,90 % lorsque le rendement prévu sur des obligations du Canada échéant à 30 ans est de 5,25 %. La prime de risque est ajustée annuellement à hauteur de 75 % de la différence entre 5,25 % et le rendement prévu des obligations du Canada échéant à 30 ans. Les changements ont augmenté le RCP autorisé de 8,29 % à 8,80 % pour Terasen Gas et de 8,79 % à 9,50 % pour TGVI en 2006. La décision a également donné lieu à des augmentations des composantes capitaux propres réputées de Terasen Gas et de TGVI à 35 % et à 40 %, respectivement.

Régime de tarification fondée sur le rendement 2004-2007 (TFR)

En juillet 2003, Terasen Gas a obtenu de la BCUC l'approbation qu'elle avait demandée pour le Règlement TFR 2004-2007. Le Règlement TFR établit un processus de calcul des charges de livraison de Terasen Gas ainsi que des mécanismes incitatifs visant à accroître l'efficacité de l'exploitation. L'entente quadriennale incite Terasen Gas, au moyen d'incitatifs, à rehausser l'efficacité de ses activités et à partager avec ses clients les bénéfices qui en découlent. L'entente porte sur dix mesures de qualité des services élaborées dans le but de permettre à Terasen Gas de maintenir le niveau de qualité de ses services. De plus, l'entente énonce les exigences d'un examen annuel qui servira de cadre à une discussion sur le rendement actuel et les activités futures de Terasen Gas entre cette dernière et des intéressés.

Les frais d'exploitation et d'entretien et les dépenses en immobilisations de base sont assujettis à une formule incitative qui reflète une augmentation des coûts occasionnée par l'inflation et par l'accroissement de la clientèle, moins un facteur de productivité fondé sur 50 % du taux d'inflation au cours des deux premières années et sur 66 % au cours des deux dernières années du Règlement. Les dépenses en immobilisations de base sont fonction du nombre de clients et du nombre prévu de nouveaux clients. Le Règlement TFR prévoit, à compter de 2004, un mécanisme de partage à parts égales des bénéfices supérieurs ou inférieurs au rendement des capitaux propres autorisé.

À l'expiration du TFR 2004-2007, rien ne garantit qu'une nouvelle entente sera négociée et il n'existe pas de garantie non plus en ce qui concerne les conditions de toute nouvelle entente négociée.

Opérations de crédit-bail municipales

Certaines municipalités des régions desservies par Terasen Gas ont la possibilité d'acquiescer la franchise de distribution du gaz naturel sur leur territoire municipal. Afin de tenir compte de ces options d'achat, la Société a élaboré une entente de crédit-bail qui permet à Terasen Gas de continuer d'exploiter les biens de distribution de gaz naturel tout en les vendant effectivement à la municipalité et en les louant de celle-ci pour une période de 17 ans. Après 17 ans, Terasen Gas a l'option de racheter les biens à leur valeur comptable nette. Au 31 décembre 2005, Terasen Gas avait ainsi conclu des transactions d'une valeur totale de 152,7 millions de dollars et la valeur des transactions futures devrait être négligeable.

TGVI

Le bénéfice de TGVI est resté constant, ne diminuant que légèrement, passant de 26,2 millions de dollars à 25,5 millions de dollars

L'augmentation nette de la clientèle de TGVI en 2005 a totalisé 4 354 clients, en hausse par rapport aux 4 233 nouveaux clients de 2004.

Réglementation

TGVI est également réglementée par la BCUC. En 1995, elle a conclu, avec la province de la Colombie-Britannique (la province) et le gouvernement du Canada, une entente dans laquelle une directive spéciale a été émise à la BCUC. L'entente, qui n'expire pas avant décembre 2011, renferme les modalités suivantes :

- Jusqu'en 2011, TGVI recevra de la province un paiement annuel destiné à ses clients. Le paiement en question, qui est fondé sur le prix à la tête du puits du gaz naturel en Colombie-Britannique, s'est élevé à 46,7 millions de dollars en 2005, en hausse par rapport à 33,2 millions de dollars en 2004.
- L'insuffisance cumulée des produits, qui découle du fait que les produits sont 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 a fait l'acquisition de TGVI, elle a payé 61 millions de dollars pour le CRIP, dont le solde s'élevait alors à 85 millions de dollars. Le solde cumulatif du CRIP comptabilisé dans les états financiers consolidés de Terasen totalise 35,2 millions de dollars au 31 décembre 2005, ce qui correspond, pour TGVI, à un solde de 48,3 millions de dollars à des fins réglementaires. Le solde dans les états financiers consolidés de Terasen est en baisse de 10,4 millions de dollars par rapport à celui du 31 décembre 2004. Terasen s'est engagée à combler ces insuffisances de produits en achetant des actions privilégiées ou des titres de créance subordonnés émis par TGVI. La BCUC a eu pour directive de fixer des tarifs, en vigueur à compter de 2003, qui permettront 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 à l'intérêt que suscitent les tarifs raisonnables.
- Tout écart entre le RCP réalisé au cours d'un exercice donné et le RCP autorisé (autres que les écarts découlant des frais d'exploitation et d'entretien) est reporté et inscrit dans le CRIP. Le CRIP accumulé par TGVI est financé par la société. Le recouvrement de l'insuffisance de 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 d'énergie offerts par TGVI demeurent concurrentiels par rapport aux autres services d'énergie. Par conséquent, la plupart des risques liés aux résultats financiers annuels de TGVI (autres que les frais d'exploitation) sont, sous réserve de l'approbation de la BCUC, transférés aux clients par l'intermédiaire du CRIP. La société a commencé à combler l'insuffisance en 2003.

TGVI a renouvelé son entente sur les tarifs réglementés à la fin de 2005 pour une période de deux ans à compter du 1^{er} janvier 2006. Celle-ci prévoit le maintien des mécanismes d'encouragement existants qui s'appliquent aux frais d'exploitation et d'entretien. Le RCP autorisé pour TGVI était de 9,53 % en 2005, comparativement à 9,65 % en 2004. Tel qu'il est indiqué ci-dessus, le RCP autorisé de TGVI en 2006 est de 9,50 % et la composante de capitaux propres réputée de TGVI dans sa structure de capital pour 2006 est de 40 %.

Pour assurer un recouvrement rapide du CRIP, la BCUC a approuvé un mécanisme d'établissement des tarifs pour TGVI, aux termes duquel les tarifs des clients sont fixés à des niveaux supérieurs au coût de la prestation du service par TGVI, mais effectivement plafonnés au prix des autres sources d'énergie concurrente (électricité ou mazout). Ce mécanisme a donné lieu à un important amortissement du CRIP, en 2004 et en 2005. Toutefois, le recouvrement du CRIP réagit promptement à la tarification relative du gaz naturel et de l'électricité dans la région desservie par TGVI, ainsi qu'à la marge générée en vertu des ententes fermes de transport de TGVI abordées ci-dessous. Rien n'assure que TGVI pourra imposer des tarifs qui suffiront à recouvrer pleinement le CRIP avant l'expiration des paiements de redevances provinciales à la fin de 2011.

Dispositions contractuelles

En 2005, les ententes fermes de transport de TGVI avec la Vancouver Island Gas Joint Venture ont été renouvelées. Les nouvelles ententes vont jusqu'en 2012 et le volume convenu a été fixé à 12,5 TJ par jour pour la période de 2006 à 2012, inclusivement, soit une baisse par rapport à 20 TJ par jour en 2005.

TGVI a également conclu une entente de transport ferme avec BC Hydro pour répondre aux besoins d'approvisionnement en gaz naturel de la BC Hydro à sa centrale de cogénération au gaz naturel de Elk Falls, en Colombie-Britannique. L'entente, prévoyant un volume de 45 TJ par jour, expire le 31 décembre 2007. BC Hydro a l'option de proroger l'entente pour un an. BC Hydro a indiqué qu'elle envisageait de modifier la centrale de Elk Falls, pour faire de cette centrale à charge minimale une centrale à charge répartissable. Par conséquent, rien ne garantit que l'entente de transport ferme avec BC Hydro soit prorogée au-delà de 2007.

Le 16 février 2005, la BCUC a approuvé le projet visant les installations de stockage de gaz naturel liquéfié (GNL), sous réserve de plusieurs conditions, comme la conclusion d'une entente de service de transport à long terme avec BC Hydro, entente étayée par les besoins en termes de capacité d'approvisionnement découlant 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 du maintien d'une procédure d'appel. Par conséquent, le calendrier prévu pour la construction des installations de stockage de TGVI a été retardé et, dans l'attente d'une réévaluation, il faudra obtenir l'autorisation de la BCUC avant de commencer les travaux.

Transport du pétrole

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2005	2004
Produits tirés du transport du pétrole	227,8 \$	225,5 \$
Bénéfice net tiré du transport du pétrole	64,5	70,9

Les produits tirés du transport du pétrole ont augmenté de 2,3 millions de dollars en 2005 par rapport à 2004, en raison de l'augmentation des produits du réseau Corridor, qui a compensé la baisse des volumes transportés dans le réseau Trans Mountain au premier trimestre de 2005, comme il est indiqué ci-dessous. Les produits du réseau Corridor ont été plus élevés en 2005 en raison du remboursement de soldes de compte de report aux expéditeurs du réseau Corridor en 2004.

Le bénéfice tiré du transport du pétrole a fléchi, passant de 70,9 millions de dollars en 2004 à 64,5 millions de dollars en 2005, principalement en raison de la baisse des volumes transportés dans le réseau Trans Mountain et d'un rendement des capitaux propres autorisé inférieur pour le réseau Corridor, neutralisée en partie par la hausse du bénéfice tiré du réseau Express résultant du parachèvement du projet d'expansion du réseau Express. Le bénéfice de 2005 a également subi l'incidence défavorable d'une charge après impôts de 7,3 millions de dollars passée en résultats et liée au rachat des débetures de série C de Trans Mountain.

VOLUMES TRANSPORTÉS

Exercices terminés les 31 décembre (barils par jour)	2005	2004
Partie canadienne de la canalisation principale de Trans Mountain	220 900	236 100
Partie américaine de la canalisation principale de Trans Mountain	74 600	91 700
Réseau Express	213 000	175 900

Le volume réel transporté dans le 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.

Le volume transporté dans le réseau Trans Mountain au premier trimestre de 2005 a subi les contrecoups de la baisse de production des sables bitumineux de l'Alberta, qui a entraîné des interruptions temporaires de la production, ainsi que par les activités de remise en état de raffineries raccordées au pipeline Trans Mountain. Ces événements ont influé sur le volume transporté dans les parties canadienne et américaine. Les volumes sont revenus à la normale pour le reste de 2005.

Le volume transporté dans le réseau Express a augmenté en 2005 en raison du parachèvement de ce projet d'expansion du réseau en avril 2005.

TRANS MOUNTAIN

Le bénéfice tiré de Trans Mountain s'est chiffré à 25,4 millions de dollars en 2005, soit en baisse par rapport aux 39,4 millions de dollars en 2004, ce qui est principalement imputable au coût de rachat des débetures de série C de Trans Mountain et à la réduction du volume du réseau Trans Mountain au premier trimestre de 2005.

Réglementation

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ) réglemente la partie canadienne du réseau de pipelines de Trans Mountain servant au transport du pétrole brut et des produits raffinés. L'ONÉ 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 Trans Mountain pour la période 2001-2005. Le règlement relatif aux droits incitatifs (RDI) a été approuvé par l'ONE le 22 mars 2001, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2001.

Le règlement relatif aux droits incitatifs pour la période 2001-2005 établit les droits de base relatifs à la partie canadienne de la canalisation principale Trans Mountain pour la durée du règlement, à la condition que les volumes transportés se situent dans la fourchette de 179 000 à 201 000 barils par jour. Les droits de base sont déterminés en fonction d'un volume de base de quelque 189 000 barils par jour. Tout manque à gagner découlant de volumes de transport annuels inférieurs 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 conserve la totalité des économies réalisées grâce à des mesures d'accroissement de la productivité et à l'efficacité de l'exploitation.

En janvier 2006, Kinder Morgan Canada a conclu un protocole d'entente avec l'Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP) relativement à un nouveau règlement relatif aux droits incitatifs (le RDI 2006-2010). Le RDI 2006-2010 fixera les droits applicables au réseau Trans Mountain pour les cinq années de l'entente, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2006. L'entente régira également les dispositions financières relatives au projet d'expansion des stations de pompage et au projet Anchor Loop. Le RDI 2006-2010 est assujéti à l'autorisation de l'Office national de l'énergie, et Kinder Morgan Canada et la CAPP s'emploieront à établir une entente finale d'ici la fin de juin 2006. Outre les critères régissant les droits et les projets d'expansion, l'entente officielle prévoira de nouvelles règles et de nouveaux règlements relatifs au pipeline, des consignes liées à la répartition de la capacité pour le terminal maritime Westridge et des normes de service plus élevées.

Les droits facturés à l'égard de la partie américaine du pipeline de 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 2005.

Projet d'expansion des stations de pompage Trans Mountain

Le 10 novembre 2005, Kinder Morgan Canada a reçu l'autorisation de l'Office national de l'énergie d'accroître la capacité du réseau pipelinier Trans Mountain de 225 000 à 260 000 barils/jour. Le projet d'expansion de 230 millions de dollars vise l'ajout de 35 000 barils/jour à la capacité de transport de pétrole brut lourd grâce à la construction de nouvelles stations de pompage et la modernisation de stations existantes sur le réseau pipelinier entre Edmonton (Alberta) et Burnaby (Colombie-Britannique). La construction a commencé au début de 2006 et les stations de pompage faisant l'objet de ce projet d'expansion entreront en service au début de 2007.

Projet Anchor Loop de Trans Mountain

Kinder Morgan Canada a déposé un rapport environnemental complet auprès de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale, le 15 novembre 2005, ainsi qu'une demande complète relative au projet Anchor Loop auprès de l'Office national de l'énergie, le 17 février 2006. Ce projet de 400 millions de dollars prévoit l'élargissement au double d'un tronçon de 158 kilomètres du réseau pipelinier Trans Mountain existant entre Hinton (Alberta) et Jackman (Colombie-Britannique), ainsi que l'ajout de trois nouvelles stations de pompage. La construction du projet Anchor Loop fera augmenter la capacité du réseau Trans Mountain, passant de 260 000 à 300 000 barils/jour d'ici la fin de 2008.

Compte tenu des prévisions de la direction quant à la demande de transport de pétrole vers la côte ouest de la Colombie-Britannique et de la rétro-information obtenue des expéditeurs, Kinder Morgan Canada a décidé de ne pas conclure de contrats à long terme avec les expéditeurs pour le projet d'expansion des stations de pompage ni pour le projet Anchor Loop. Par conséquent, il n'est pas certain que les volumes expédiés par le réseau Trans Mountain soient suffisants pour permettre le recouvrement adéquat de la totalité des dépenses en immobilisations liées aux projets d'expansion des stations de pompage et d'Anchor Loop. Cependant, les dispositions du RDI 2006-2010 atténueront le risque financier de Trans Mountain relatif aux éventuels manques à gagner liés aux volumes transportés durant cette période.

Outre le projet Anchor Loop, Kinder Morgan Canada poursuit activement le projet TMX 2, d'environ 1 milliard de dollars, qui raccorderait en boucle le pipeline Trans Mountain entre Valemont et Kamloops, avec retour à Edmonton, accroissant les volumes transportés de 100 000 barils/jour, et le projet TMX 3, d'environ 900 millions de dollars, qui raccorderait en boucle le pipeline Trans Mountain entre Kamloops et les basses-terres continentales de Colombie-Britannique, augmentant les volumes transportés de 300 000 barils/jour. Kinder Morgan Canada prévoit tenir une « saison ouverte » pour les deux projets en 2006. Un peu plus tard, Kinder Morgan Canada envisage la construction d'un nouveau pipeline de 400 000 barils/jour à travers le nord de la Colombie-Britannique jusqu'à de nouvelles installations portuaires en eaux profondes à Kitimat (Colombie-Britannique), au coût projeté de 2,0 milliards de dollars.

Kinder Morgan Canada a abandonné le projet de pipeline Spirit annoncé précédemment, en raison de la résiliation des arrangements avec son partenaire dans ce projet.

CORRIDOR

Le bénéfice tiré du réseau Corridor s'est chiffré à 13,6 millions de dollars en 2005, en baisse par rapport à 15,6 millions de dollars en 2004, en raison d'un rendement des capitaux propres autorisé inférieur résultant de rendements plus faibles des obligations à long terme du Canada en 2005 comparativement à 2004. Aux termes de cette entente de 25 ans, le RCP est lié à celui 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 pipeline Corridor

Kinder Morgan Canada a lancé des activités liées à l'ingénierie, à l'environnement et à la consultation pour son nouveau projet d'expansion du pipeline Corridor. Le projet d'expansion de 1,0 milliard de dollars comprend la construction d'une nouvelle station de pompage de diluant/bitume (dilbit) de 42 pouces, un nouveau productoduc de 20 pouces et la modernisation des stations 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 pipeline de Corridor ajoutera une capacité de 200 000 barils/jour de diluant/bitume (dilbit) pour répondre aux besoins de la nouvelle production de bitume à partir de la mine Muskeg River. La capacité actuelle de dilbit est d'environ 258 000 barils/jour. Grâce à des améliorations apportées aux installations des stations de pompage existantes, cette capacité devrait être portée à 278 000 barils/jour d'ici avril 2006. En 2009, la capacité du réseau Corridor devrait être d'environ 500 000 barils/jour. Une demande relative au projet d'expansion du pipeline Corridor a été déposée auprès de l'Alberta Energy and Utilities Board, le 22 décembre 2005. Sous réserve des autorisations des organismes de réglementation et de la décision finale des expéditeurs, les travaux de construction débuteront vers la fin de 2006.

RÉSEAU EXPRESS

Le bénéfice tiré du réseau Express s'est chiffré à 25,5 millions de dollars en 2005, soit une hausse de 9,6 millions de dollars par rapport à 2004, grâce au parachèvement du projet d'expansion de la capacité du réseau Express en avril 2005 et du volume supplémentaire que le réseau a ainsi pu transporter, et à la constatation d'économies d'impôts supplémentaires.

À la fin de 2003 et de 2004, Terasen a tenu une « saison ouverte » afin d'obtenir des engagements à long terme pour une partie de la capacité non réservée du réseau Express ainsi qu'en vue d'une expansion de sa capacité. Après l'expansion, 84 % de la capacité de 280 000 barils de pétrole par jour du réseau Express sera réservée. Environ 1 %, 40 %, 11 % et 32 % de la capacité totale du Réseau Express font l'objet de contrats à long terme qui expirent respectivement en 2007, en 2012, en 2014 et en 2015. Ces contrats prévoient des droits fermes pour le transport de produits dans le Réseau Express; ces droits peuvent être majorés d'un maximum de 2 % chaque année. La capacité restante est mise à la disposition d'expéditeurs à titre de capacité non engagée.

Autres activités

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2005	2004
Produits tirés des autres activités	46,7 \$	78,5 \$
Bénéfice net (perte nette) tiré(e) des autres activités	(49,2)	(20,3)

Les produits tirés des autres activités ont diminué, passant de 78,5 millions de dollars en 2004 à 46,7 millions de dollars en 2005 à la suite d'un changement dans le traitement comptable de la participation dans Clean Energy, la méthode de consolidation proportionnelle étant abandonnée au profit de la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation.

La perte liée aux autres activités a augmenté, passant de 20,3 millions de dollars en 2004 à 49,2 millions de dollars en 2005, principalement en raison des coûts de 34,4 millions de dollars engagés pour l'acquisition de la Société par KMI.

Activités abandonnées

Les activités liées aux services d'eau et services publics ont subi une perte de 4,9 millions de dollars en 2005, comparativement à un bénéfice de 3,3 millions de dollars en 2004. Cette baisse du bénéfice est imputable à l'expiration des reports prospectifs de pertes aux fins d'impôts résultant de la vente imminente des activités, quelque peu contrebalancée par de solides résultats d'exploitation des activités.

Sommaire des résultats trimestriels

(en millions de dollars)

	Pour les trimestres terminés les				
2005	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.	Total
Produits (retraités) ¹	627,5 \$	354,3 \$	282,6 \$	688,1 \$	1 952,5 \$
Bénéfice net avant activités abandonnées	66,9	27,1	0,9	11,2	106,1
Bénéfice net	66,3	29,5	4,0	1,4	101,2
2004					
Produits (retraités) ¹	625,1	321,6	275,6	575,8	1 798,1
Bénéfice net avant activités abandonnées	68,6	16,1	7,6	54,2	146,5
Bénéfice net	67,9	17,9	10,1	53,9	149,8

1. Les produits pour 2004 et 2005 ont été retraités pour tenir compte du reclassement des services d'eau et services publics dans les activités abandonnées, et pour reclasser certains produits tirés de la participation dans Clean Energy selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation.

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 au cours des premier et quatrième trimestres mais cette hausse est neutralisée en partie par des pertes nettes aux deuxième et troisième trimestres. Les activités de la Société liées aux services d'eau et services publics, qui ont été reclassées dans les activités abandonnées, sont fonction de l'activité de construction et de l'activité économique en général et affichent d'ordinaire leur meilleur rendement aux

deuxième et troisième trimestres, partiellement contrebalancé par les résultats moins élevés des premier et quatrième trimestres. Les résultats des activités de transport du pétrole par pipelines de Terasen ne sont pas soumis à d'importantes fluctuations saisonnières. Par conséquent, les résultats figurant dans les états des résultats intermédiaires ne sont pas représentatifs des résultats d'un exercice entier.

Les revenus trimestriels et annuels en 2005 ont été généralement plus élevés qu'en 2004 en raison des prix plus élevés du gaz naturel en 2005.

Mars 2005/2004 – Le bénéfice a reculé de 1,6 million de dollars en raison d'une baisse temporaire du volume du pétrole transporté, baisse imputable à un ralentissement de la production des sables bitumineux de l'Alberta et aux activités de remise en état des raffineries raccordées au réseau Trans Mountain. Les excellents résultats d'exploitation des autres activités ont permis de compenser la majeure partie du recul du bénéfice lié au transport du pétrole.

Juin 2005/2004 – Le bénéfice a augmenté de 11,6 millions de dollars à la faveur d'une croissance des résultats dans tous les secteurs d'activité. La hausse de 2,6 millions de dollars, au cours du trimestre, du bénéfice tiré de la distribution de gaz naturel s'explique par un accroissement du nombre de clients et une meilleure efficacité au chapitre de l'exploitation. Une hausse du volume transporté sur le réseau principal Trans Mountain et la mise en service du réseau Express agrandi ont donné lieu à une augmentation de 4,7 millions de dollars provenant du secteur du transport du pétrole. La croissance du bénéfice dégagé par Waterworks et Clean Energy a été le principal facteur d'amélioration d'un exercice à l'autre du bénéfice tiré des services d'eau et services publics ainsi que des autres activités.

Septembre 2005/2004 – Le bénéfice a fléchi de 6,1 millions de dollars par rapport au troisième trimestre de l'exercice antérieur, mais englobe les activités de couverture et les coûts de cession liés à Clean Energy, ainsi que les coûts de transaction liés à l'acquisition effectuée par KMI. Déduction faite de ces éléments, le bénéfice a augmenté de 4,2 millions de dollars grâce à la croissance des résultats des trois secteurs d'activité, ce qui a plus que compensé l'augmentation des frais généraux pour le trimestre.

Décembre 2005/2004 – Le bénéfice a reculé de 52,5 millions de dollars, principalement en raison des coûts de 38,9 millions de dollars liés à l'acquisition de la Société par KMI, ainsi que d'une charge après impôts de 7,3 millions de dollars 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 (en millions de dollars)	2005	2004
Flux de trésorerie liés aux :		
Activités d'exploitation	195,4 \$	335,4 \$
Activités d'investissement	(212,5)	(160,2)
Activités de financement	76,5	(156,7)
Augmentation nette de la trésorerie	59,4 \$	18,5 \$

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont diminué, passant de 335,4 millions de dollars en 2004 à 195,4 millions de dollars en 2005, en raison de certains facteurs. Le bénéfice net a diminué en 2005 en raison des éléments présentés ci-dessus dans le tableau « Certains éléments ». Le recouvrement net des comptes de stabilisation des tarifs en 2005 s'est chiffré à 10,1 millions de dollars comparativement à 31,0 millions de dollars en 2004, principalement en raison des soldes débiteurs de compte de stabilisation des tarifs au début de 2004. De plus, les variations du fonds de roulement hors trésorerie ont consisté en l'utilisation de 68,3 millions de dollars en 2005 comparativement aux 14,7 millions de dollars générés en 2004, découlant essentiellement de l'incidence des prix plus élevés du gaz naturel sur la valeur des stocks de gaz naturel et des débiteurs.

ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

Les produits de la vente des actifs de distribution de gaz naturel dans le cadre d'opérations municipales de crédit-bail ont largement compensé l'acquisition des activités liées aux services d'eau et services publics en 2004, tandis que les charges liées aux services d'eau et services publics en 2005 ont été largement neutralisées par les produits de la cession de la participation de la Société dans Clean Energy.

Les dépenses en immobilisations ont totalisé 214,7 millions de dollars en 2005, contre 154,4 millions de dollars en 2004. L'augmentation des dépenses en immobilisations est essentiellement imputable à l'acquisition des immeubles de Coastal Facilities. Avant janvier 2005, l'entente de crédit-bail synthétique de Coastal Facilities avait été comptabilisée comme un élément hors bilan. En 2004, Terasen Gas a fait une demande auprès de la BCUC visant à dénouer l'entente de crédit-bail synthétique et à inclure les actifs de Coastal Facilities dans l'assiette des tarifs, demande qui a été approuvée. Le 4 janvier 2005, Terasen Gas a versé environ 49,4 millions de dollars à BCG Coastal Facilities pour dénouer l'entente de crédit-bail synthétique. À compter de janvier 2005, les actifs de Coastal Facilities ont été inclus dans l'assiette des tarifs de Terasen Gas.

ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

En février 2005, Terasen Gas a émis des billets-débetures à moyen terme de 150 millions de dollars sur 30 ans portant intérêt au taux de 5,90 %. En octobre 2005, Terasen Gas a émis des billets-débetures à moyen terme de 150 millions de dollars sur deux ans portant intérêt à taux variable. Au deuxième trimestre de 2004, Terasen Gas a émis des billets-débetures à moyen terme de 150 millions de dollars portant intérêt au taux de 6,50 %. Le produit tiré de ces émissions de billets-débetures à moyen terme a été affecté à des fins générales de Terasen Gas et au refinancement de débetures à moyen terme venant à échéance.

En février 2005, Corridor a émis des débetures non garanties de 150 millions de dollars sur 5 ans et 10 ans chacune, à des taux respectifs de 4,24 % et de 5,033 %. Le produit a servi à rembourser les effets de commerce émis par Corridor.

En septembre 2005, Trans Mountain a annoncé qu'elle avait exercé son droit de rachat du montant en capital de 35 millions de dollars des débetures de série C à 11,50 %, venant à échéance le 20 juin 2010. Le rachat a eu lieu le 1^{er} novembre 2005. Le prix de rachat total des débetures a été de 1 353,7615 \$ par tranche de 1 000 \$ du montant en capital, y compris les intérêts cumulatifs impayés à la date de rachat. Le prix de rachat a été déterminé à partir du prix de rendement des obligations du Canada, tel qu'il est stipulé dans la convention de fiducie régissant les débetures.

Au 31 décembre 2005, la Société et ses filiales disposaient de marges de crédit totalisant 1 175 millions de dollars pour financer leurs besoins de trésorerie. Ces marges de crédit permettent aux sociétés respectives d'emprunter directement de leurs banquiers, d'émettre des acceptations bancaires et de financer les effets de commerce émis par chacune d'elles. Une tranche de 375 millions de dollars des marges de crédit bancaire était inutilisée à la fin de 2005. La quasi-totalité des besoins de trésorerie à court terme est financée par des effets de commerce et des acceptations bancaires sur le marché canadien, à des taux généralement inférieurs au taux préférentiel des banques. Terasen n'est pas en défaut de paiement et ne prévoit pas l'être ni n'a d'arriérés et ne prévoit pas en avoir.

Le 13 janvier 2006, Terasen Gas (Vancouver Island) Inc. a souscrit une facilité de crédit renouvelable engagée non garantie, de cinq ans, de 350 millions de dollars auprès d'un consortium bancaire, dont une tranche de 296 millions de dollars a été prélevée le 17 janvier 2006. Une tranche de la facilité a servi au refinancement de la facilité à terme existante de TGVI de 209,5 millions de dollars. La facilité servira également à financer des besoins en fonds de roulement et en frais généraux.

Simultanément avec l'exécution de la facilité indiquée ci-dessus, TGVI a souscrit auprès d'une banque une facilité de crédit engagée non renouvelable et non garantie de 20 millions de dollars sur sept ans. Cette facilité servira au refinancement de tout remboursement annuel anticipé que TGVI peut être tenue d'effectuer sur des contributions gouvernementales ne portant pas intérêt. Les modalités sont essentiellement identiques à celles de la facilité de TGVI mentionnée ci-dessus, sauf que cette facilité est d'un rang inférieur au remboursement de la dette subordonnée de catégorie B de TGVI détenue par la Société.

Les dividendes sur les actions ordinaires ont totalisé 95,1 millions de dollars en 2005, contre 86,4 millions de dollars en 2004. La hausse correspond à une augmentation du dividende par action versé en 2005.

Situation financière

Le tableau ci-dessous présente les changements importants apportés aux bilans consolidés au 31 décembre 2005 comparativement au 31 décembre 2004, autres que les changements résultant du reclassement des activités liées aux services d'eau et services publics dans les activités abandonnées.

Élément du bilan	Augmentation (diminution) (en millions de dollars)	Explication
Trésorerie et placements à court terme	59,4 \$	Augmentation résultant de l'utilisation d'importants flux de trésorerie à la fin de 2005 affectés au remboursement d'effets à court terme après la fin de l'exercice.
Débiteurs	119,5	Augmentation résultant principalement de l'incidence des prix plus élevés du gaz naturel sur les débiteurs de Terasen Gas et TGVI, partiellement contrebalancée par le reclassement des débiteurs du secteur des services d'eau et services publics dans les actifs destinés à la revente.
Écart d'acquisition	(51,6)	Diminution résultant de la cession de Clean Energy et du reclassement des services d'eau et services publics dans les actifs à long terme destinés à la revente.
Effets à court terme	433,0	Le refinancement de la facilité de crédit bancaire de Corridor a provoqué le reclassement des effets de commerce en circulation restants de Corridor, de la dette à long terme aux effets à court terme. De plus, les soldes des effets à court terme à la fin de 2004 étaient relativement peu élevés en raison de l'émission d'une dette à long terme en 2004 pour le financement par anticipation des tranches de la dette à long terme venant à échéance en 2005.
Créditeurs et charges à payer	68,1	Augmentation résultant principalement de l'incidence des prix plus élevés du gaz naturel sur les créditeurs de Terasen Gas et TGVI, contrebalancée par le reclassement des créditeurs du secteur des services d'eau et services publics dans les actifs destinés à la revente.
Dette à long terme (incluant la tranche à court terme)	(297,2)	Le refinancement de la facilité de crédit bancaire de Corridor a provoqué le reclassement des effets de commerce en circulation restants de Corridor, de la dette à long terme aux effets à court terme. De plus, les tranches de la dette à long terme venant à échéance en 2005 ont été partiellement préfinancées par l'émission d'une dette à long terme en 2004.

Fonds de roulement

Les besoins en fonds de roulement de Terasen fluctuent au gré des saisons, en fonction de la consommation de gaz naturel. Comme 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. La société génère en outre suffisamment de fonds sur une base annuelle pour répondre à ses besoins en fonds de roulement.

Restrictions en matière de dividendes

Dans le cadre de son approbation de l'acquisition de Terasen par KMI, la BCUC a imposé certaines conditions visant à isoler Terasen Gas et TGVI de Terasen. Ces restrictions comprennent une interdiction de versement de dividendes, à moins que Terasen Gas ou TGVI n'aient en place au moins autant d'actions ordinaires que ne le présume la BCUC aux fins de l'établissement des tarifs. Compte tenu de ces restrictions et de la décision de la BCUC rendue le 2 mars 2006, Terasen Gas et TGVI doivent maintenir un pourcentage d'actions ordinaires par

rapport au capital total qui soit au moins aussi élevé que le pourcentage déterminé par la BCUC de temps à autre aux fins de l'établissement des tarifs. Le versement de dividendes n'est pas autorisé par l'organisme de réglementation si le pourcentage d'actions ordinaires requis n'est respecté.

Des politiques en matière de dividendes sont établies pour s'assurer que Terasen Gas et TGVI maintiennent au moins autant d'actions ordinaires que la BCUC ne le détermine aux fins de l'établissement des tarifs.

L'entente de crédit de Corridor limite sa capacité à verser des dividendes sous réserve de certaines exigences en matière de ratio d'endettement. Les distributions en espèces d'Express sont assujetties à des limites contenues dans les ententes de financement d'Express et aux décisions prises par le conseil d'administration d'Express, sur lesquelles Terasen n'a aucun contrôle.

En 2005, aucune de ces restrictions n'a entravé la distribution de bénéfices collatéraux, non requis par ailleurs pour réinvestissement.

Cotes de solvabilité

Les titres émis par Terasen, Terasen Gas et Corridor sont évalués par DBRS Limited (DBRS) et Moody's Investors Service Inc. (Moody's). Les cotes attribuées aux titres émis par le groupe de sociétés Terasen sont examinées régulièrement par ces agences.

Le tableau qui suit résume les cotes attribuées à divers titres de la Société au 31 décembre 2005 :

COTE DE SOLVABILITÉ	DBRS	Moody's
Terasen Inc.		
Effets de commerce	R-2 (haut)	
Dette à long terme non garantie	BBB (haut)	Baa2
Titres de créance convertibles	BBBy	Baa3
Terasen Gas Inc.		
Effets de commerce	R-1 (bas)	
Dette à long terme garantie	A	A2
Dette à long terme non garantie	A	A3
Terasen Pipelines (Corridor) Inc.		
Effets de commerce	R-1 (bas)	
Dette à long terme non garantie	A	A2

Les cotes de Trans Mountain ont été retirées par DBRS à la fin de 2005 après le rachat des débetures de série C de Trans Mountain. Trans Mountain n'a plus de dette envers des tiers.

Certaines mesures ont été prises à l'égard des cotes de Terasen en décembre 2005 après l'acquisition de Terasen par KMI, afin que les cotes de Terasen correspondent à celles de KMI. Moody's a réduit les cotes de la dette à long terme non garantie et des titres de créance convertibles de Terasen de deux échelons chacune (de A3 à Baa2 dans le cas de la dette à long terme non garantie). DBRS a réduit les cotes de la dette à long terme non garantie et des titres de créance convertibles de Terasen d'un échelon chacune (de A (faible) à BBB (élevé) dans le cas de la dette à long terme non garantie). DBRS a également réduit la cote des effets de commerce de Terasen de R-1 (bas) à R-2 (haut). Par conséquent, il n'est plus rentable pour Terasen d'émettre des effets de commerce sur le marché canadien, et Terasen émet des acceptations bancaires en vertu de ces facilités de crédit engagées pour financer ses besoins d'emprunt à court terme.

De même, en décembre 2005, Moody's a réduit d'un échelon les cotes de la dette à long terme de Terasen Gas. Cependant, Moody's a indiqué que cette décote n'était pas liée à l'acquisition effectuée par KMI mais résultait de la faiblesse du profil financier de Terasen Gas comparativement à ses pairs.

Après avoir réévalué sa relation avec Standard & Poor's Rating Services, division de McGraw-Hill Companies (Canada) Corporation (S&P), Terasen a décidé, au début de 2004, de ne plus lui confier le mandat d'évaluer la cote de solvabilité de sa dette ni de celle de Terasen Gas. Terasen est d'avis que les cotes de solvabilité accordées par Moody's et par DBRS lui suffiront pour répondre aux exigences des créanciers et pour maintenir son accès à des

capitaux. S&P continue de fournir une notation de crédit non sollicitée sur les titres de créance en cours de Terasen en s'appuyant sur les informations accessibles au public. Au 31 décembre 2005, la dette à long terme non garantie de Terasen était cotée à BBB- par S&P.

La facilité de crédit de 450 millions de dollars de Terasen est assortie d'une disposition selon laquelle une révision à la baisse, sous BBB (bas) ou Baa3 par DBRS ou Moody's, respectivement, aurait pour effet de réduire la durée restante de la facilité de crédit à dix mois. De plus, une baisse de la notation de Terasen Gas à un niveau inférieur aux cotes de solvabilité de qualité par l'une ou l'autre des importantes agences de notation de crédit pourrait donner lieu au rappel de marges de crédit et à d'autres exigences de trésorerie en vertu des contrats d'achats de gaz naturel et de dérivés sur marchandises de Terasen Gas.

Dépenses en immobilisations prévues

Terasen évalue à 501 millions de dollars ses dépenses en immobilisations consolidées totales pour 2006. Les principales dépenses en immobilisations de 2006 comprennent les travaux de construction dans le cadre du projet d'expansion des stations de pompage Trans Mountain (168 millions de dollars), les dépenses initiales du projet d'expansion du pipeline Corridor (95 millions de dollars) et les travaux de modernisation de la partie américaine du pipeline Trans Mountain dans l'État de Washington en vue de l'expansion future (31 millions de dollars).

La Société prévoit financer ses dépenses en immobilisations en 2006 au moyen du produit du refinancement de la facilité de crédit de TGVI et des avances de ses actionnaires, d'emprunts à court terme et de fonds autogénérés. La Société ne prévoit pas verser de dividendes sur actions ordinaires à ses actionnaires en 2006, retenant plutôt son bénéfice pour réinvestissement dans des occasions favorisant le croissance.

Arrangements hors bilan

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

En 2004, Terasen Gas a présenté à la BCUC une demande visant à résilier 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 millions de dollars à BCG Coastal Facilities Trust pour résilier l'entente de crédit-bail synthétique. Par conséquent, les paiements relatifs à ce contrat de location-exploitation ne sont pas inclus dans le tableau ci-dessus. Les actifs des installations côtières sont inclus dans la base tarifaire de Terasen Gas à compter de janvier 2005.

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

Opérations entre apparentés

La Société n'a effectué aucune opération importante entre apparentés n'appartenant pas au groupe de sociétés consolidées en 2005.

Nouvelles conventions comptables

Passifs et capitaux propres

Conformément aux récentes modifications apportées au chapitre 3861 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Instruments financiers – Informations à fournir et présentation », les titres de créance convertibles à 8 % d'un montant de 125 millions de dollars de la Société ont été reclassés, passant des capitaux propres aux passifs parce que les titres de créance convertibles peuvent être réglés en émettant des capitaux propres à un prix variable qui est fonction de la valeur à la cote des actions ordinaires de la Société à la date de règlement. Par suite de cette modification, les distributions liées aux titres de créance convertibles sont maintenant inscrites à titre de frais de financement et les avantages fiscaux connexes sont inscrits dans la charge fiscale. Auparavant, les distributions étaient inscrites sur une base après impôts en déduction du bénéfice net pour déterminer le bénéfice applicable aux actions ordinaires. Il n'y a aucune incidence sur le bénéfice applicable aux actions ordinaires ni sur le bénéfice par action. Les modifications ont été appliquées de manière rétroactive et elles ont eu pour effet d'augmenter la dette à long terme de 125,0 millions de dollars et de réduire d'autant les capitaux propres, par rapport aux montants déclarés antérieurement au 31 décembre 2004. Le retraitement a également fait accroître les frais de financement de 10,0 millions de dollars et a fait réduire la charge d'impôts sur les bénéfices de 3,4 millions de dollars et les distributions de titres de créance convertibles de 6,6 millions de dollars par rapport aux montants déclarés antérieurement pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004.

Entités à détenteurs de droits variables

En janvier 2005, la Société a adopté la note d'orientation n° 15 du *Manuel de l'ICCA* concernant la comptabilité, *Consolidation des entités à détenteurs de droits variables*. 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, son placement dans Express US Holdings LP, qui fait partie du réseau Express (le réseau Express), est réputé constituer une entité à détenteurs de droits variables. Comme la Société n'a pas été désignée comme le principal bénéficiaire de Express US Holdings LP, elle continue donc de comptabiliser son placement dans le réseau Express à la valeur de consolidation. Le risque de perte future auquel s'expose la Société relativement à son placement est représenté par la valeur comptable du placement.

Entités à tarifs réglementés

L'Institut Canadien des Comptables Agréés a entrepris un projet d'examen et de modification des méthodes de comptabilisation et de mesures des actifs et passifs réglementés des entreprises à tarifs réglementés. Les résultats de ce projet pourraient donner lieu à une importante volatilité des bénéfices de ces entreprises, ce qui pourrait comprendre l'élimination des comptes de report réglementaires. Ce projet pourrait également exiger que les entreprises à tarifs réglementés portent à leur bilan leurs impôts sur les bénéfices payés futurs. Il existe un risque très réel que ces mesures puissent avoir une incidence négative sur le respect des clauses restrictives des conventions d'emprunt et influencer sur l'aptitude des entreprises de services publics à attirer du financement et du capital-actions. L'industrie est intervenue activement dans ce processus depuis deux ans et un exposé-sondage sur cette question doit être publié à la fin de 2006.

Contrôles et procédures en matière de présentation de l'information

Le président et le chef des finances ont évalué l'efficacité des contrôles et des procédures de la Société en matière de présentation de l'information (comme l'exige le Règlement 52-109) et ont conclu que ces contrôles et procédures étaient efficaces au 31 décembre 2005.

Instruments financiers

Estimation des justes valeurs

La juste valeur de la dette à long terme de la Société, calculée en actualisant les flux de trésorerie futurs de chaque émission de titres de créance selon le taux de rendement prévu jusqu'à l'échéance de chaque émission de titres de créance identiques ou similaires au 31 décembre 2005, ou au moyen des valeurs à la cote si elles sont disponibles, est estimée à 2 673,4 millions de dollars. La majorité de la dette à long terme de la Société porte sur des activités réglementées qui permettent à la Société de récupérer les frais de financement existants par le truchement des tarifs ou droits de péage.

Les estimations des justes valeurs sont établies à des moments précis à la lumière des informations pertinentes sur le marché et sur l'instrument financier. Ces estimations ne peuvent être établies avec précision car elles sont de nature subjective et reposent sur des incertitudes et des questions relevant du jugement.

Instruments dérivés

La Société a recours à des instruments dérivés pour couvrir son exposition aux fluctuations des prix du gaz naturel, des taux d'intérêt et des taux de change. Tel que l'organisme de réglementation le permet, la Société a recours à des instruments dérivés pour gérer son exposition aux fluctuations des prix du gaz naturel à l'égard de ses activités de distribution. La plupart des contrats d'approvisionnement en gaz naturel sont à des prix variables plutôt que fixes. La Société a recours à des swaps sur le prix du gaz naturel afin de fixer le prix d'achat réel. Tout écart entre le coût réel du gaz acheté et le prix du gaz naturel utilisé pour fixer les tarifs est inscrit dans un compte reporté (le CRCM et le CRCAM) et, sous réserve de l'approbation de l'organisme de réglementation, il est transféré 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 de la partie américaine du réseau de pipelines de pétrole brut de Trans Mountain et l'investissement de la Société dans le Réseau Express sont assujettis au risque de change. Le bénéfice de la Société est également exposé au risque de conversion associé à certains actifs et passifs du Réseau Express.

Actif (passif) (en millions)	Nombre de swaps et d'options	Durée restante (années)	31 décembre 2005		31 décembre 2004	
			Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Swaps de taux d'intérêt ¹						
Terasen Inc.	3	1 – 9	– \$	3,6 \$	– \$	5,4 \$
TGI	3	2	–	(1,6)	–	–
TGVI	4	1 – 4	–	(0,6)	–	(3,2)
Corridor	2	5 – 10	–	0,3	–	–
Options et swaps du gaz naturel						
Terasen Gas et TGVI ²	161	Jusqu'à 3	21,2	105,6	–	(8,3)
Clean Energy ³	–	–	–	–	6,5	6,5
Swaps de devises						
Terasen Inc. ⁴	–	–	–	–	(0,6)	(0,6)

¹ Les dérivés sur les taux d'intérêt conclus par Terasen Inc. ont donné lieu à une baisse des intérêts débiteurs de 4,8 millions de dollars en 2005, contre une baisse des intérêts débiteurs de 3,6 millions de dollars en 2004. Les dérivés conclus par TGI et TGVI se rapportent à des activités réglementées et tout gain ou perte qui en découle est comptabilisé dans un compte de report, sous réserve des approbations réglementaires, et transféré aux clients par le truchement des tarifs futurs. De même, les gains et pertes associés aux instruments dérivés conclus par Corridor sont imputés aux expéditeurs dans les tarifs futurs.

² La juste valeur des instruments dérivés du gaz naturel ne reflète que la valeur de ces mêmes instruments dérivés et non la variation de la valeur de compensation des achats futurs de gaz naturel sous-jacents. Ces justes valeurs reflètent les montants estimatifs que la Société recevrait ou verserait pour résilier les contrats aux dates établies. La valeur comptable des instruments dérivés du gaz naturel inclut des gains de juste valeur non actualisés de 22,2 millions de dollars associés aux instruments dérivés réputés inefficaces au 31 décembre 2005 et des instruments dérivés de 1,0 million de dollars qui ne répondent pas aux conditions de la comptabilité de couverture et qui constituent des éléments de passif. Les gains et pertes associés aux instruments dérivés du gaz naturel sont comptabilisés dans des comptes de report, sous réserve des approbations réglementaires, et transférés aux clients par le truchement des tarifs futurs.

³ Clean Energy a conclu des instruments dérivés de prix du gaz naturel pour gérer le risque auquel l'exposent les coûts du gaz naturel. Ces opérations ont généré un apport au bénéfice de 10,9 millions de dollars en 2005, comparativement à un apport de 3,3 millions de dollars en 2004. La valeur comptable et la juste valeur des swaps du gaz naturel de Clean Energy au 31 décembre 2004 reflétaient la participation de 45,0 % de Terasen à cette date. Terasen a cédé sa participation dans Clean Energy le 31 octobre 2005.

⁴ La variation de la juste valeur des dérivés de 1,6 million de dollars en 2005 et de 0,7 million de dollars en 2004 a été incluse dans la contribution au bénéfice du Réseau Express pour les périodes respectives.

Actions en circulation

<i>31 décembre 2005</i>	
Actions ordinaires émises et en circulation	115 643 162
Moins : actions ordinaires détenues par Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.	9 184 188
	106 458 974
Titres de créance convertibles 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 2005, toutes les actions ordinaires de la Société étaient détenues par Kinder Morgan, Inc.

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

Énoncés prospectifs

Lorsqu'ils sont employés dans le présent rapport, les mots « anticiper », « s'attendre à », « projeter », « croire », « estimer », « prévoir » et d'autres expressions similaires caractérisent les déclarations prospectives, qui comprennent les déclarations concernant les projets en attente, les projets proposés ou les acquisitions possibles. Ces déclarations prospectives comportent certains risques, incertitudes et hypothèses qui ont trait aux résultats de l'exploitation de la société, au cadre réglementaire et à la conjoncture économique, et, dans le cas des projets en attente et des projets proposés, aux risques liés à la conception et à la construction, aux processus de réglementation, à l'obtention du financement et à l'exécution d'obligations par des tiers, y compris les associés, les entrepreneurs et les fournisseurs, et, dans le cas des acquisitions possibles, aux risques liés à l'obtention du financement, à l'acquisition d'actifs ou d'entreprises à un prix approprié et à la capacité à réaliser des synergies en temps utile et d'une manière économique.

Renseignements supplémentaires

De plus amples renseignements sur Terasen Inc. sont disponibles sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

RAPPORT DE GESTION INTERMÉDIAIRE

POUR LE TRIMESTRE ET LA PÉRIODE DE NEUF MOIS TERMINÉS LE 30 SEPTEMBRE 2006
DATÉ DU 27 NOVEMBRE 2006



Le présent rapport porte sur la situation financière et les résultats d'exploitation de Terasen Inc. (« Terasen » ou la « Société ») et il doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés vérifiés annuels et les notes y afférentes de la Société datés du 31 décembre 2005, ainsi qu'avec le rapport de gestion, et avec les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés et les notes y afférentes de la Société des périodes terminées le 30 septembre 2006.

Dans le présent rapport de gestion, les termes « nous », « nos », « notre », « la Société » et « Terasen » renvoient à Terasen Inc., à ses filiales, à ses coentreprises et à ses participations dans des sociétés sur satellites. 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.; le réseau Express, des réseaux de pipelines Express et Platte; et les services d'eau et services publics, de Terasen Waterworks (Supply) Inc., Terasen Utility Services Inc. et de la participation de 50 % de Terasen dans Fairbanks Sewer and Water Inc. KMI s'entend de Kinder Morgan, Inc.

Les données financières comprises dans ce rapport ont été préparées selon les principes comptables généralement reconnus du Canada et tous les montants sont exprimés en dollars canadiens.

RÉSULTATS FINANCIERS DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2006

Résultats d'exploitation

BÉNÉFICE NET <i>En millions de dollars</i>	Trimestre terminé le 30 septembre		Période de neuf mois terminée le 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Distribution du gaz naturel	(6,8) \$	(3,6) \$	48,3 \$	59,8 \$
Transport du pétrole	17,4	17,2	51,6	50,8
Activités abandonnées ¹	(4,1)	3,1	(17,0)	4,9
Autres activités	(4,0)	(12,7)	(17,7)	(15,7)
Bénéfice net	2,5 \$	4,0 \$	65,2 \$	99,8 \$

Terasen a comptabilisé un bénéfice de 2,5 millions de dollars pour le trimestre terminé le 30 septembre 2006, comparativement à un bénéfice de 4,0 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2005. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006, le bénéfice s'est établi à 65,2 millions de dollars, comparativement à 99,8 millions de dollars pour la période de neuf mois de 2005. La diminution du bénéfice pour la période de neuf mois est principalement imputable à une charge d'impôts de 14,5 millions de dollars enregistrée relativement aux dispositions rétroactives d'une loi fiscale modificative qui a été adoptée par une législature provinciale, à une perte de 17,0 millions de dollars comptabilisée à la vente des activités liées aux services d'eau et services publics et à la perte de 2,2 millions de dollars découlant des activités de Clean Energy, laquelle a été cédée le 31 octobre 2005.

¹ En janvier 2006, Terasen a conclu une convention d'achat et de vente visant la cession de sa participation dans les services d'eau et services publics pour un produit d'environ 132 millions de dollars. La cession a été menée à terme le 19 mai 2006, le produit de la vente ayant été affecté à la diminution de la dette. La cession a donné lieu à une perte de 17,0 millions de dollars, laquelle a été comptabilisée en entier.

Résultats par secteur d'exploitation

Distribution du gaz naturel

<i>En millions de dollars</i>	Trimestre terminé le 30 septembre		Période de neuf mois terminée le 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Produits	217,0 \$	213,7 \$	1 204,6 \$	1 065,8 \$
Bénéfice net	(6,8) \$	(3,6) \$	48,3 \$	59,8 \$

Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006, les produits liés à la distribution du gaz naturel ont progressé de 3,3 millions de dollars et de 138,8 millions de dollars, respectivement, comparativement aux périodes correspondantes de 2005. Le coût du gaz naturel, d'un exercice à l'autre, a diminué de 1,0 million de dollars au cours du troisième trimestre et a progressé de 130,2 millions de dollars pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006. La hausse des produits et du coût du gaz naturel traduisait principalement le coût plus élevé du gaz naturel facturé aux clients en raison de l'augmentation des prix du marché ainsi qu'une certaine croissance de la clientèle au cours du trimestre. La variation des niveaux de consommation ainsi que du coût du gaz naturel n'a pas d'incidence importante sur les résultats en raison des comptes de report réglementaires.

Tel qu'il est indiqué dans le rapport de gestion annuel de 2005 de la Société, le rendement des capitaux propres (le RCP) autorisé pour 2006 pour Terasen Gas a été établi à 8,80 % (9,03 % en 2005) et à 9,50 % pour TGVI (9,53 % en 2005). De plus, les composantes capitaux propres réputées pour Terasen Gas et TGVI, avec l'approbation de la British Columbia Utilities Commission (BCVC), ont été augmentées à 35 % et à 40 %, respectivement, en 2006, comparativement à 33 % et à 35 % en 2005.

Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2006, les ajouts nets de clients de Terasen Gas et de TGVI se sont établis à 1 102 et à 1 150, respectivement, portant le nombre total de clients à 896 488 au 30 septembre 2006. Bien que l'augmentation nette de 6 126 clients pour les trois premiers trimestres de 2006 soit inférieure aux 8 446 nouveaux clients nets enregistrés pour la même période de 2005, la conjoncture favorable et l'activité observée dans le secteur résidentiel de la Colombie-Britannique continuent de stimuler la croissance de la clientèle dans la région.

Bien que les éléments ci-dessus traduisent une hausse du bénéfice pour Terasen Gas et TGVI, la perte globale pour le secteur de la distribution du gaz naturel a augmenté de 3,2 millions de dollars au troisième trimestre de 2006, principalement en raison de la hausse des créances douteuses non récurrentes liées aux produits tirés des frais de base non facturés au cours du trimestre considéré, comparativement au même trimestre de l'exercice précédent. Le bénéfice pour les neuf premiers mois de 2006 s'est établi à 48,3 millions de dollars, comparativement à 59,8 millions de dollars en 2005. La diminution du bénéfice en 2006 par rapport à 2005 est principalement imputable à une charge d'impôts enregistrée au deuxième trimestre relativement aux dispositions rétroactives de la loi fiscale modificative dans la province de Québec. Le reste de l'écart s'explique par les frais d'exploitation et d'entretien de TGVI, dont les taux ont été rétablis dans le cadre de l'établissement des tarifs pour 2006-2007 et qui ont réduit l'apport de revenus axés sur le rendement en 2006. De plus, Terasen Gas a modifié le calendrier de la constatation de son obligation de partage des bénéfices liée à ses incitatifs prévus en matière de frais d'exploitation et d'entretien et de dépenses en immobilisations afin de le faire correspondre avec le moment de la réception des produits. Auparavant, ces obligations étaient constatées au moyen de la méthode de l'amortissement linéaire. Cette modification a une incidence sur le moment de la constatation des produits et du bénéfice net pour chaque trimestre, mais ne constitue pas un montant important.

Transport du pétrole

<i>En millions de dollars</i>	Trimestre terminé le 30 septembre		Période de neuf mois terminée le 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Produits	60,4 \$	57,3 \$	168,2 \$	163,0 \$
Bénéfice net	17,4 \$	17,2 \$	51,6 \$	50,8 \$

Volumes de transport (barils par jour)	Trimestre terminé le 30 septembre		Période de neuf mois terminée le le 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Partie canadienne de la canalisation principale de Trans Mountain	236 700	229 100	230 700	213 900
Partie américaine de la canalisation principale de Trans Mountain	103 000	84 900	97 800	68 200
Réseau Express	249 200	224 600	230 700	205 200

Le volume réel transporté dans le 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.

Les produits tirés du transport du pétrole se sont établis à 60,4 millions de dollars au cours du troisième trimestre de 2006, soit une hausse de 3,1 millions de dollars par rapport au même trimestre de 2005 principalement attribuable à un volume transporté plus élevé au cours du troisième trimestre de 2006, partiellement contrebalancée par une baisse des droits. Pour les trois premiers trimestres de 2006, les produits se sont établis à 168,2 millions de dollars, comparativement à 163,0 millions de dollars pour la même période de 2005. Les produits d'un exercice à l'autre ont légèrement augmenté par rapport à la période de neuf mois de l'exercice précédent, alors que les résultats du premier trimestre de 2005 ont subi l'incidence négative des interruptions de production et des remises en état des raffineries, incidence reflétée dans les chiffres liés au volume transporté.

Le bénéfice lié au transport du pétrole s'est établi à 17,4 millions de dollars au cours du troisième trimestre de 2006, soit une hausse de 0,2 million de dollars par rapport au troisième trimestre de l'exercice précédent principalement attribuable à la hausse des produits, telle qu'elle est décrite ci-dessus, contrebalancée par une hausse des frais d'électricité et des frais d'exploitation et d'entretien. Le bénéfice a augmenté pour s'établir à 51,6 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de 2006, comparativement à 50,8 millions de dollars au cours de la période correspondante de 2005, principalement en raison de la hausse du bénéfice de Trans Mountain découlant de l'augmentation des produits décrite ci-dessus.

Autres activités

<i>En millions de dollars</i>	Trimestre terminé le 30 septembre		Période de neuf mois terminée le 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Produits	10,9 \$	11,6 \$	33,3 \$	35,6 \$
Perte nette avant les activités abandonnées	(4,0) \$	(12,7) \$	(17,7) \$	(15,7) \$

Au cours du troisième trimestre de 2006, les produits tirés des autres activités ont diminué de 0,7 million de dollars d'un exercice à l'autre en raison de la diminution des produits tirés des activités internationales et d'une légère diminution des produits tirés de CustomerWorks LP découlant d'une certaine baisse des tarifs liés aux contrats renégociés en 2006. La perte découlant des autres activités a diminué, passant de 12,7 millions de dollars au troisième trimestre de 2005 à 4,0 millions de dollars au troisième trimestre de 2006. D'un exercice à l'autre, la perte a augmenté pour s'établir à 17,7 millions de dollars par rapport à 15,7 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de 2005. L'écart d'un exercice à l'autre est principalement imputable à l'inclusion du bénéfice et des gains tirés des activités de couverture de Clean Energy en 2005, que Terasen a cédée le 31 octobre 2005, à une charge d'impôts de 3,5 millions de dollars enregistrée au deuxième trimestre de 2006 relativement aux dispositions

rétroactives d'une loi fiscale modificative qui a été adoptée par une législature provinciale, à une hausse des charges d'exploitation découlant des frais de gestion versés à KMI et à des charges non récurrentes de 4,0 millions de dollars en 2005 liées à l'acquisition de Terasen par Kinder Morgan.

Activités abandonnées

Les activités liées aux services d'eau et services publics ont entraîné une perte supplémentaire de 4,1 millions de dollars au troisième trimestre de 2006, comparativement à un gain de 3,1 millions de dollars au trimestre correspondant de 2005. La perte totale comptabilisée à la cession de ces activités s'est élevée à 17,0 millions de dollars.

INFORMATION FINANCIÈRE TRIMESTRIELLE

	2006				2005				2004
	Sept.	Juin	Mars	Déc.	Sept.	Juin	Mars	Déc.	
Produits	288,3 \$	367,3 \$	750,5 \$	688,1 \$	282,6 \$	354,3 \$	627,5 \$	575,8 \$	
Bénéfice net avant les activités abandonnées	6,6 \$	6,1 \$	69,5 \$	11,2 \$	0,9 \$	27,1 \$	66,9 \$	54,2 \$	
Bénéfice net (perte nette)	2,5 \$	(1,6) \$	64,3 \$	1,4 \$	4,0 \$	29,5 \$	66,3 \$	53,9 \$	

Décembre 2005/2004 – Le bénéfice a diminué de 52,5 millions de dollars principalement en raison des frais de 38,9 millions de dollars engagés dans le cadre de l'acquisition de la Société par KMI, ainsi que d'une charge portée aux résultats relativement au rachat des débentures de série C de Trans Mountain d'un montant de 7,3 millions de dollars.

Mars 2006/2005 – Le bénéfice a diminué de 2,0 millions de dollars en raison de la perte prévue de 5,0 millions de dollars à la vente des activités liées aux services d'eau et services publics, compensée par l'augmentation du volume de transport du pétrole, alors que les résultats du premier trimestre de 2005 ont subi l'incidence négative de la baisse de production liée aux sables bitumineux de l'Alberta et des remises en état des raffineries reliées au pipeline de Trans Mountain. L'augmentation du volume transporté du réseau Express a également contribué à une hausse du bénéfice, le projet d'expansion ayant été terminé en avril 2005.

Juin 2006/2005 – Le bénéfice a diminué de 31,1 millions de dollars en raison d'une charge d'impôts de 14,5 millions de dollars enregistrée relativement aux dispositions rétroactives d'une loi fiscale modificative adoptée par une législature provinciale, d'une perte supplémentaire de 7,7 millions de dollars comptabilisée à la vente des activités liées aux services d'eau et services publics, de la perte de revenus tirés des activités de Clean Energy, laquelle a été cédée en octobre 2005, et de la hausse des charges d'exploitation liée à des frais de gestion plus élevés.

Septembre 2006/2005 – Le bénéfice a diminué de 1,5 million de dollars en raison d'une perte à la cession des activités liées aux services d'eau, compensée par une baisse des frais en 2006 qui s'explique par les coûts d'opération non récurrents de 4,1 millions de dollars en 2005 engagés à la vente de Clean Energy et par les coûts d'opération de 4,0 millions de dollars liés à l'acquisition de Kinder Morgan engagés en 2005.

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 au cours des premier et quatrième trimestres mais cette hausse est neutralisée en partie par des pertes nettes aux deuxième et troisième trimestres. Les résultats des activités de transport du pétrole par pipelines de Terasen ne sont pas soumis à d'importantes fluctuations saisonnières. Par conséquent, les résultats figurant dans les états des résultats intermédiaires ne sont pas représentatifs des résultats d'un exercice entier.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Terasen s'attend à générer des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation suffisants pour satisfaire ses besoins en fonds de roulement et pour conserver sa capacité et sa souplesse financières. Les liquidités de la Société et sa capacité à accéder aux marchés financiers afin de maintenir la croissance de son financement et de ses activités sont demeurées sensiblement les mêmes depuis le 31 décembre 2005.

FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

<i>En millions de dollars</i>	Trimestre terminé le 30 septembre		Période de neuf mois terminée le 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Flux de trésorerie liés aux :				
Activités d'exploitation	(52,6) \$	(17,0) \$	223,0 \$	160,7 \$
Activités d'investissement	(78,0) \$	(53,1) \$	(65,5) \$	(182,9) \$
Activités de financement	176,5 \$	11,7 \$	(154,1) \$	35,4 \$
Augmentation nette de l'encaisse	45,9 \$	(58,4) \$	3,4 \$	13,2 \$

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation désignent les flux de trésorerie générés avant l'incidence des variations du fonds de roulement et des comptes de report liés à la stabilisation des tarifs. Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour le trimestre terminé le 30 septembre 2006 se sont établis à 21,3 millions de dollars, comparativement à 47,8 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2005. Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, lesquels incluent l'incidence des variations du fonds de roulement et des comptes de report, se sont établis à 223,0 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de 2006, comparativement à 160,7 millions de dollars au cours de la période correspondante de 2005.

Entre le 31 décembre 2005 et le 30 septembre 2006, les débiteurs et les créiteurs et charges à payer ont diminué tandis que les stocks de gaz ont augmenté par suite de la hausse saisonnière habituelle de la consommation de gaz au cours du trimestre. Ces variations des comptes du fonds de roulement et des comptes de stabilisation des tarifs ont généré une hausse des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation par rapport à 2005.

ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

Les dépenses en immobilisations ont totalisé 84,1 millions de dollars au cours du troisième trimestre de 2006, comparativement à 43,4 millions de dollars au cours du trimestre correspondant en 2005. Les dépenses en immobilisations d'un exercice à l'autre se sont établies à 194,2 millions de dollars en 2006, comparativement à 170,3 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de 2005. L'augmentation au troisième trimestre est principalement imputable aux dépenses engagées dans le cadre des activités liées aux pipelines, alors que la construction de la première phase de l'expansion du pipeline West Coast relié au réseau de Trans Mountain est en cours. La hausse des dépenses en immobilisations d'un exercice à l'autre est principalement imputable à l'expansion du pipeline West Coast relié au réseau de Trans Mountain, laquelle est actuellement en cours. La diminution de l'ensemble des activités d'investissement est imputable au produit tiré de la vente des activités liées aux services d'eau et services publics.

Il n'y a eu aucune variation importante des dépenses en immobilisations prévues de Terasen par rapport à celles présentées dans le rapport de gestion du rapport annuel de 2005.

ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

Le 13 janvier 2006, TGVI a souscrit une facilité de crédit renouvelable engagée non garantie, de cinq ans, d'un montant de 350 millions de dollars auprès d'un consortium bancaire, dont une tranche de 296 millions de dollars a été prélevée le 17 janvier 2006. Une tranche de la facilité a servi au refinancement de la facilité à terme existante de TGVI de 209,5 millions de dollars. La facilité servira également à financer des besoins en fonds de roulement et en frais généraux.

Simultanément avec l'exécution de la facilité indiquée ci-dessus, TGVI a souscrit auprès d'une banque une facilité de crédit engagée non renouvelable et non garantie de 20 millions de dollars sur sept ans. Cette facilité servira au refinancement de tout remboursement annuel anticipé que TGVI peut être tenue d'effectuer sur des contributions gouvernementales ne portant pas intérêt. Les modalités sont essentiellement identiques à celles de la facilité de TGVI mentionnée ci-dessus, sauf que cette facilité est d'un rang inférieur au remboursement de la dette subordonnée de catégorie B de TGVI détenue par la Société. Les emprunts en cours en vertu de cette facilité s'établissaient à 3,7 millions de dollars au 30 septembre 2006

Le 9 mai 2006, Terasen Inc. a conclu une facilité de crédit renouvelable de trois ans, d'un montant de 450 millions de dollars. Cette facilité remplace trois facilités bilatérales totalisant 450 millions de dollars et comprend des modalités semblables à celles des facilités qu'elle remplace.

Le 21 juin 2006, Terasen Gas Inc. a conclu une facilité de crédit renouvelable de trois ans, d'un montant de 500 millions de dollars, prorogeable annuellement pour une période additionnelle de 364 jours au gré des prêteurs. Cette facilité remplace cinq facilités bilatérales totalisant 500 millions de dollars et comprend des modalités semblables à celles des facilités qu'elle remplace.

En septembre 2006, Terasen Gas a émis 120 millions de dollars de billets-déventures à moyen terme d'une durée de 30 ans à un taux d'intérêt de 5,55 %. Les liquidités générées par l'émission de billets-déventures à moyen terme ont été affectées au remboursement d'un montant de 100 millions de dollars qui est venu à échéance au cours du trimestre, le solde étant disponible pour financer le retrait de 20 millions de dollars de déventures qui viennent à échéance au quatrième trimestre.

Au 30 septembre 2006, la Société et ses filiales disposaient de marges de crédit totalisant 1 175 millions de dollars pour financer leurs besoins de trésorerie. Ces marges de crédit permettent aux sociétés respectives d'emprunter directement de leurs banquiers, d'émettre des acceptations bancaires et de financer les effets de commerce émis par chacune d'elles. Une tranche de 534 millions de dollars des marges de crédit bancaire était inutilisée au 30 septembre 2006. La quasi-totalité des besoins de trésorerie à court terme est financée par des effets de commerce et des acceptations bancaires sur le marché canadien, à des taux généralement inférieurs au taux préférentiel des banques. Terasen n'est pas en défaut de paiement et ne prévoit pas l'être ni n'a d'arriérés et ne prévoit pas en avoir. La Société a trente-huit lettres de crédit totalisant 117 millions de dollars.

En plus des marges de crédit susmentionnées, TGVI avait des emprunts en cours de 284 millions de dollars au 30 septembre 2006 sur sa facilité de crédit de 350 millions de dollars. Alors que les emprunts constituent des acceptations bancaires à court terme, la facilité de crédit sous-jacente sur laquelle les avances sont prélevées est engagée jusqu'en janvier 2011 et les emprunts sont principalement destinés aux actifs de référence de TGVI qui sont fondés sur des taux d'intérêt à plus long terme. Par conséquent, une tranche des emprunts a été classée à titre de dette à long terme dans le bilan consolidé.

Le 30 juin 2006, TGVI a effectué un versement de 6,2 millions de dollars sur ses emprunts du gouvernement, dont une tranche d'environ 3,7 millions de dollars a été refinancée au moyen d'emprunts en vertu de sa facilité de crédit non renouvelable de 20 millions de dollars, le solde ayant été financé avec les fonds en caisse.

Aucun dividende n'a été déclaré au cours des neuf premiers mois de 2006, comparativement à 23,8 millions de dollars au cours du troisième trimestre de 2005 et à 71,2 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de 2005.

SITUATION FINANCIÈRE

Le tableau suivant présente les changements importants des bilans consolidés au 30 septembre 2006 par rapport au 31 décembre 2005, autres que les changements découlant du reclassement des activités liées aux services d'eau et services publics dans les activités abandonnées.

Poste du bilan	Augmentation (diminution) (en M\$)	Explication
Débiteurs	(280,0) \$	La diminution est principalement imputable à la baisse des ventes de gaz au cours des mois d'été par rapport aux mois d'hiver.
Comptes de stabilisation des tarifs (y compris la dette à court terme et la dette à long terme)	163,5	L'augmentation de la position nette débitrice des comptes de stabilisation des tarifs est principalement imputable à l'ajustement à la juste valeur de marché des dérivés sur gaz naturel. Les dérivés sont hors du cours et toute perte est transmise aux clients.
Billets à court terme	(157,0)	La diminution est attribuable au remboursement des billets à court terme liés au refinancement de TGVI ainsi qu'à la diminution des exigences du service de la dette dans les activités liées aux services publics par suite d'une hausse des besoins en capitaux propres tel qu'il est établi par la décision de la BCUC.
Stocks de gaz et fournitures	44,0	L'augmentation est principalement attribuable à une hausse des stocks liée à l'utilisation prévue au cours des mois d'hiver.

FONDS DE ROULEMENT

Les besoins en fonds de roulement de Terasen fluctuent au gré des saisons, en fonction de la consommation de gaz naturel. Comme 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. La Société génère en outre suffisamment de fonds sur une base annuelle pour répondre à ses besoins en fonds de roulement.

LETTRES DE CRÉDIT

Des lettres de crédit totalisant 117 millions de dollars étaient en cours au 30 septembre 2006. Ces lettres de crédit sont principalement liées à des régimes de retraite non capitalisés et à des garanties à des tiers pour des achats d'électricité et elles sont conclues au nom des co-investisseurs dans le réseau Express afin de financer le compte de service de la dette.

CÔTES DE CRÉDIT

À la suite de l'offre de rachat de l'entreprise par les cadres de Kinder Morgan Inc. annoncée en mai 2006, DBRS et Moody's ont placé les cotes de solvabilité de Terasen Inc. sous examen avec perspectives négatives et décotes possibles. Il n'y a eu aucune autre modification des cotes de solvabilité de la Société par rapport à celles présentées dans le rapport de gestion annuel de 2005.

OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

La Société estime que sa société mère, Kinder Morgan Inc., lui a fourni des services de gestion d'entreprise totalisant environ 1,2 millions de dollars pour le trimestre terminé le 30 septembre 2006. Les frais de gestion de l'entreprise d'un exercice à l'autre se sont établis à 8,5 millions de dollars.

INSTRUMENTS FINANCIERS ET AUTRES

La Société couvre son risque lié aux fluctuations des prix du gaz naturel et des taux d'intérêt au moyen d'instruments dérivés. Le tableau ci-dessous présente la valeur des instruments dérivés au 30 septembre 2006. Pour obtenir plus de renseignements sur les dérivés de Terasen, consultez le rapport de gestion annuel 2005 de Terasen.

Actif (passif) (en millions)			30 septembre 2006		31 décembre 2005	
	Nombre de swaps	Durée (années)	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Swaps de taux d'intérêt						
Terasen Inc.	2	2 – 9	\$	1,6 \$	- \$	3,6 \$
Terasen Gas ¹	3	2	-	(1,1)	-	(1,6)
TGVI ¹	2	3	-	(0,5)	-	(0,6)
Corridor ¹	2	4 – 9		(0,4)	-	(0,3)
Swaps de prix du gaz naturel						
Terasen Gas et TGVI ^{1,2}	263	Jusqu'à 3	(162,8)	(176,5)	21,2	105,6

¹ Les dérivés conclus par Terasen Gas et TGVI se rapportent à des activités réglementées et tout gain ou perte qui en découle est comptabilisé dans un compte de report, sous réserve des approbations réglementaires, et transféré aux clients par le truchement des tarifs futurs. De même, les gains et pertes associés aux instruments dérivés conclus par Corridor sont imputés aux expéditeurs dans les tarifs futurs.

² La juste valeur des instruments dérivés du gaz naturel ne reflète que la valeur de ces mêmes instruments dérivés et non la variation de la valeur de compensation des achats futurs de gaz naturel sous-jacents. Ces justes valeurs reflètent les montants estimatifs que la Société recevrait ou verserait pour résilier les contrats aux dates établies.

DÉVELOPPEMENT DES AFFAIRES

Cette rubrique constitue une mise à jour portant sur les activités de développement des affaires de Terasen au cours des neuf premiers mois de 2006. De l'information additionnelle sur les activités de développement des affaires de la Société est fournie dans le rapport de gestion annuel 2005 de Terasen.

TERASEN GAS (WHISTLER) (TGW) ET TERASEN GAS VANCOUVER ISLAND (TGVI)

Le 28 juin 2006, TGW et TGVI ont reçu l'approbation finale de la BCUC visant l'expansion des services de distribution du gaz naturel jusqu'à Whistler. En vertu des arrangements proposés, TGVI procédera à l'expansion de son réseau de transmission afin de desservir TGW en construisant un pipeline latéral de 50 kilomètres de Squamish à Whistler et TGW convertira son réseau de pipelines de propane actuel en réseau de pipelines de gaz naturel. Le début de la construction du pipeline est prévu pour l'automne 2006 et sera coordonné avec le projet actuel d'amélioration de l'autoroute Sea to Sky. Les services de distribution du gaz naturel devraient être disponibles d'ici novembre 2008.

EXPANSION DE CORRIDOR

Nous avons entrepris des activités liées à l'ingénierie, à l'environnement, à la consultation et à l'approvisionnement relativement au projet d'expansion du pipeline Corridor, tel qu'il a été autorisé et appuyé par des résolutions des expéditeurs et par l'entente de service sous-jacente.

EXPANSION DU PIPELINE CORRIDOR

Le projet d'expansion de 1,6 milliard de dollars canadiens comprend la construction d'une nouvelle station de pompage de diluant/bitume (dilbit) de 42 pouces, un nouveau productoduc de 20 pouces et la modernisation des

stations 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 pipeline de Corridor ajouterait une capacité initiale de 180 000 barils/jour de diluant/bitume (dilbit) pour répondre aux besoins de la nouvelle production de bitume à partir de la mine Muskeg River. Grâce à des améliorations apportées aux installations des stations de pompage existantes terminées en 2006, cette capacité a été portée à 278 000 barils/jour. En 2009, la capacité du réseau Corridor devrait être d'environ 460 000 barils/jour. Une demande relative au projet d'expansion du pipeline Corridor a été déposée auprès de l'Alberta Energy and Utilities Board, le 22 décembre 2005 et l'approbation a été reçue en août 2006. Sous réserve des autorisations des organismes de réglementation et de la décision finale des expéditeurs, les travaux de construction devraient débiter en novembre alors que les expéditeurs auront reçu l'approbation finale relative à leur expansion de la mine Muskeg River.

EXPANSION DU PIPELINE WEST COAST RELIÉ AU RÉSEAU DE TRANS MOUNTAIN

Le 17 février 2006 Kinder Morgan Canada a déposé une demande complète auprès de l'Office national de l'énergie (l'ONE) relativement au projet Anchor Loop. Le 15 novembre 2005, Kinder Morgan Canada a déposé un rapport environnemental exhaustif portant sur le projet auprès de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale. Le projet de 435 millions de dollars canadiens implique le bouclage d'une section de 98 milles du réseau de pipelines existant de Trans Mountain entre Hinton, en Alberta, et Jackman, en Colombie-Britannique, ainsi que l'ajout de trois nouvelles stations de pompage. Avec la construction du projet Anchor Loop, la capacité du réseau de Trans Mountain augmentera, passant de 260 000 b/j à 300 000 b/j d'ici la fin de 2008. L'audience publique de la demande a été tenue au cours de la semaine du 8 août 2006. Le 26 octobre 2006, l'ONE a rendu une décision favorable à l'égard de la demande.

ÉVALUATION DES RISQUES

Le profil de risque de Terasen est demeuré sensiblement inchangé par rapport au profil présenté dans le rapport de gestion annuel 2005 de Terasen.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Lorsqu'ils sont utilisés dans ce rapport, les termes « prévoir », « s'attendre », « projeter », « croire », « estimer », « prévoir » et les expressions semblables sont destinés à désigner les énoncés prospectifs, lesquels incluent les énoncés relatifs aux projets proposés et en attente ou aux possibles acquisitions. Ces énoncés sont assujettis à certains risques, incertitudes et hypothèses à l'égard du rendement d'exploitation, des paramètres d'exploitation et de la conjoncture. Dans le cas des projets proposés et en attente, les énoncés sont assujettis aux risques liés à la conception et à la construction, aux processus réglementaires, à l'obtention de financement et au rendement d'autres parties, y compris des partenaires, des entrepreneurs et des fournisseurs, et, dans le cas des acquisitions possibles, aux risques liés à l'obtention de financement, à l'acquisition d'actifs ou de sociétés à un prix approprié et à la capacité de créer des synergies en temps opportun et de façon rentable.

INFORMATION ADDITIONNELLE

De l'information additionnelle relative à Terasen, y compris sa notice annuelle, est disponible sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

ATTESTATION DE FORTIS INC.

En date du 7 mars 2007

Le présent prospectus simplifié, avec les documents qui y sont intégrés par renvoi, constitue un exposé complet, véridique et clair de tous les faits importants se rapportant aux titres offerts, conformément à la législation en valeurs mobilières de chacune des provinces du Canada. Au Québec, le présent prospectus simplifié, avec les documents qui y sont intégrés par renvoi et le dossier d'information qui le complète, ne contient aucune information fausse ou trompeuse susceptible d'affecter la valeur ou le cours des titres faisant l'objet du placement.

(signé) H. STANLEY MARSHALL
Président et
chef de la direction

(signé) BARRY V. PERRY
Vice-président, finances, et
chef de la direction des finances

Au nom du conseil d'administration

(signé) BRUCE CHAFE
Administrateur

(signé) DAVID G. NORRIS
Administrateur

ATTESTATION DES PRENEURS FERMES

En date du 7 mars 2007

À notre connaissance, le présent prospectus simplifié, avec les documents qui y sont intégrés par renvoi, constitue un exposé complet, véridique et clair de tous les faits importants se rapportant aux titres offerts, conformément à la législation en valeurs mobilières de chacune des provinces du Canada. Au Québec, à notre connaissance, le présent prospectus simplifié, avec les documents qui y sont intégrés par renvoi et le dossier d'information qui le complète, ne contient aucune information fautive ou trompeuse susceptible d'affecter la valeur ou le cours des titres faisant l'objet du placement.

MARCHÉS MONDIAUX CIBC INC.

(signé) DAVID H. WILLIAMS

SCOTIA CAPITAUX INC.

(signé) JOHN MATOVICH

VALEURS MOBILIÈRES TD INC.

(signé) HAROLD R. HOLLOWAY

BMO NESBITT BURNS INC.

(signé) JAMES A. TOWER

RBC DOMINION VALEURS MOBILIÈRES INC.

(signé) DAVID DAL BELLO

FINANCIÈRE BANQUE NATIONALE INC.

(signé) ROBERT B. WONNACOTT

LA CORPORATION CANACCORD CAPITAL

(signé) RONALD A. RIMER

VALEURS MOBILIÈRES BEACON LTÉE

(signé) LONSDALE W. HOLLAND

VALEURS MOBILIÈRES HSBC (CANADA) INC.

(signé) JEFFREY B. ALLSOP

FORTIS