

# FORTIS INC.

RAPPORT ANNUEL 2009



# Exploitation



## Activités des services publics réglementés

### Activités de gaz ◆

Terasen Colombie-Britannique

### Activités d'électricité ■

FortisAlberta Alberta

FortisBC Colombie-Britannique

Newfoundland Power Terre-Neuve

Maritime Electric Île-du-Prince-Édouard

FortisOntario Ontario

Belize Electricity Belize

Caribbean Utilities Grand Caïman

Fortis Turks and Caicos Îles Turks et Caicos

## Activités non réglementées

### Fortis Generation ●

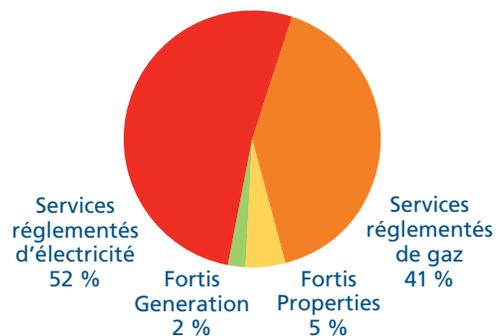
Zones de production  
Belize, Ontario, région centrale de Terre-Neuve,  
Colombie-Britannique, nord de l'État de New York

### Fortis Properties ▲

Immobilier et hôtellerie  
Partout au Canada

## Actif dépassant 12 milliards \$

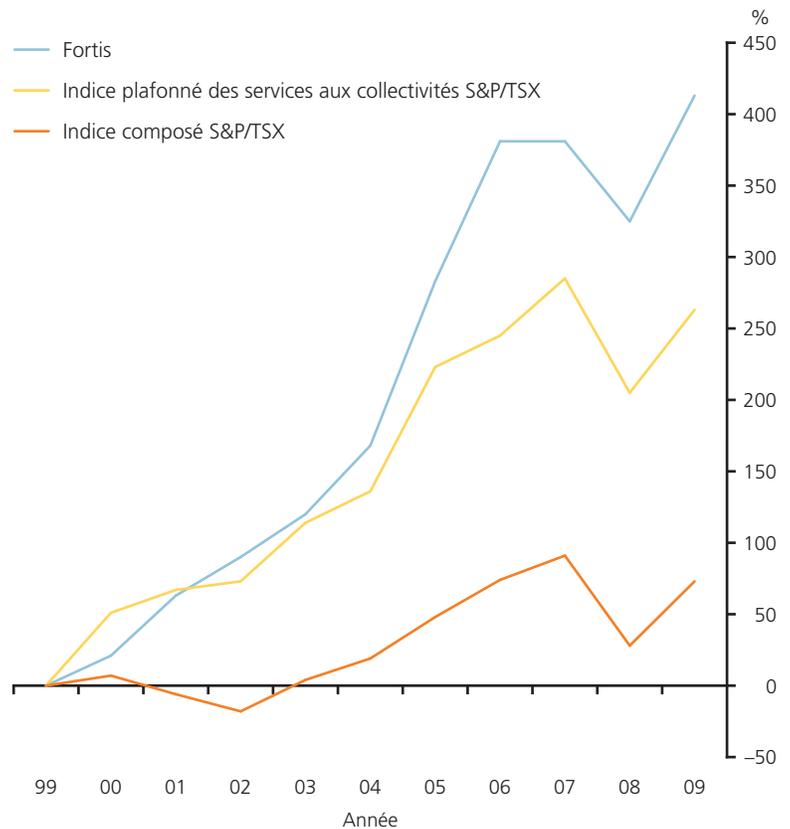
(au 31 décembre 2009)



# Table des matières

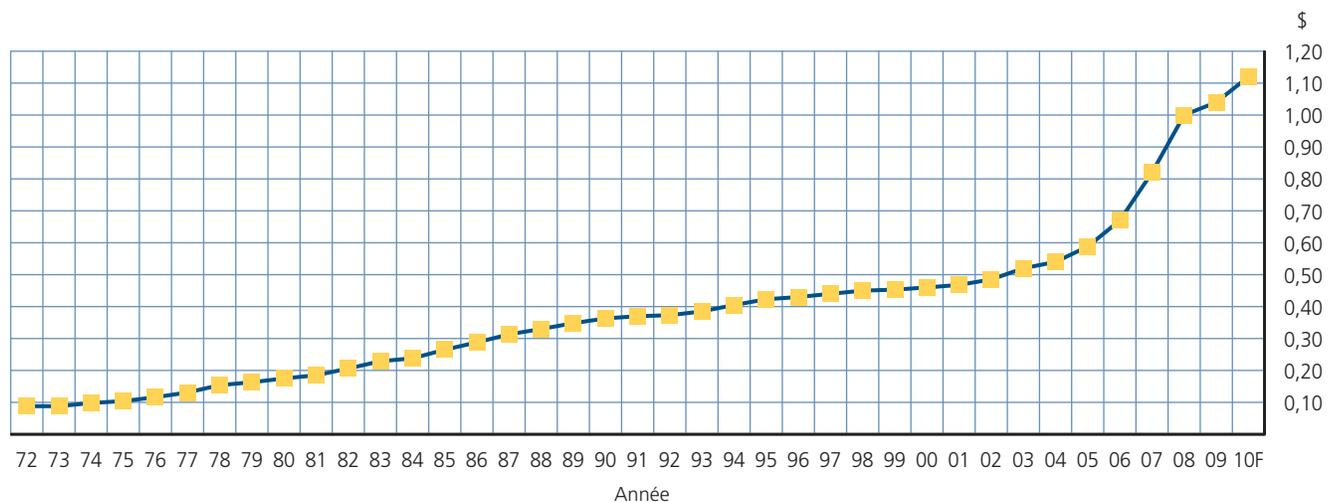
Faits saillants pour les investisseurs . . . . .	2
Rapport aux actionnaires . . . . .	4
<b>Activités réglementées de gaz</b>	
Terasen . . . . .	8
<b>Activités réglementées d'électricité</b>	
FortisAlberta . . . . .	9
FortisBC . . . . .	10
Newfoundland Power . . . . .	11
Maritime Electric . . . . .	12
FortisOntario . . . . .	13
Belize Electricity . . . . .	14
Caribbean Utilities . . . . .	15
Fortis Turks and Caicos . . . . .	16
<b>Activités non réglementées</b>	
Fortis Generation . . . . .	17
Fortis Properties . . . . .	18
<b>Notre collectivité</b> . . . . .	19
<b>Rapport de gestion</b> . . . . .	20
<b>États financiers et notes y afférentes</b> . . . . .	82
<b>Rétrospective financière</b> . . . . .	134
<b>Conseil d'administration</b> . . . . .	136
<b>Renseignements pour les investisseurs</b> . . . . .	137

## Rendement cumulatif total des 10 derniers exercices

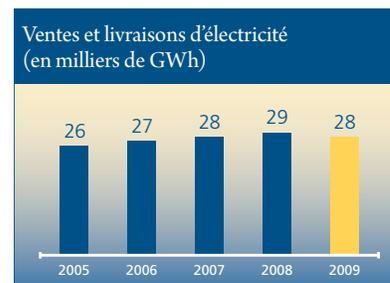
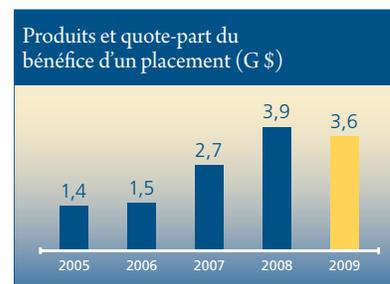
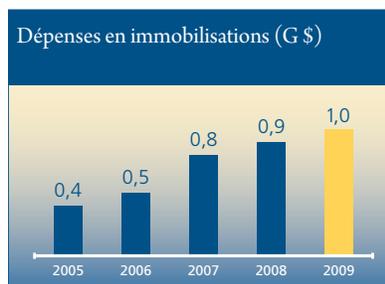
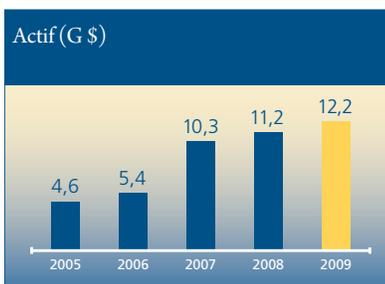
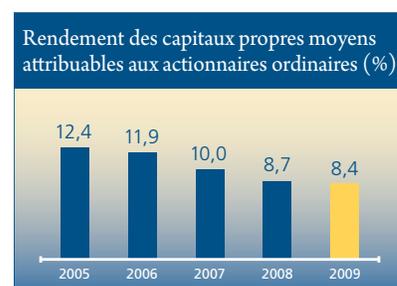
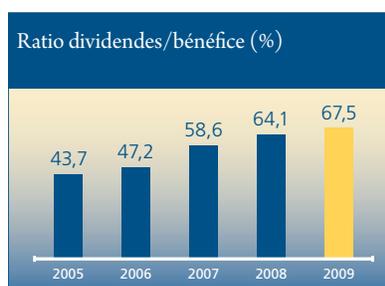
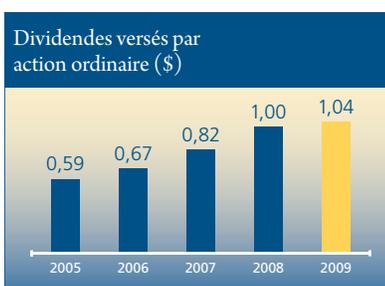
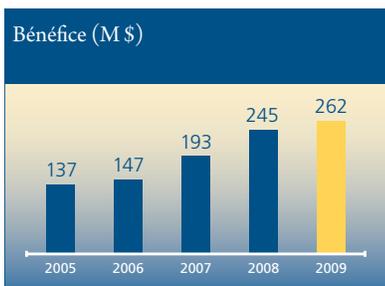


## Dividendes versés par action ordinaire

Fortis a augmenté le dividende annuel versé à ses actionnaires ordinaires 37 années d'affilée, le plus long record pour l'ensemble des sociétés ouvertes du Canada.



# Faits saillants pour les investisseurs



Toute l'information financière est présentée en dollars canadiens.

L'information porte sur l'exercice terminé le 31 décembre 2009, à moins d'indication contraire.

Activités réglementées

Gaz

Terasen <sup>1)</sup>	Clients (nombre)	Employés (nombre)	Demande de pointe quotidienne (TJ)	Volume de gaz (PJ)	Programme de dépenses en immobilisations (M \$)	Total de l'actif (G \$)	Base tarifaire (G \$) <sup>2)</sup>	Bénéfice (M \$)	RCP autorisé (%) <sup>3)</sup>	
									2009	2010
<b>Total</b>	<b>940 000</b>	<b>1 295</b>	<b>1 234</b>	<b>207</b>	<b>246</b>	<b>5,0</b>	<b>3,1</b>	<b>117</b>	<b>9,50<sup>4)</sup></b>	<b>9,50</b>

Électricité

Société	Clients (nombre)	Employés (nombre)	Demande de pointe quotidienne (MW)	Ventes d'énergie (GWh)	Programme de dépenses en immobilisations (M \$)	Total de l'actif (G \$)	Base tarifaire (G \$) <sup>2)</sup>	Bénéfice (M \$)	RCP autorisé (%) <sup>3)</sup>	
									2009	2010
FortisAlberta	480 000	996	3 365	15 865	407	2,1	1,6	60	9,00	9,00
FortisBC	159 000	540	714	3 157	115	1,4	1,0	37	8,87	9,90
Newfoundland Power	239 000	568	1 219	5 299	74	1,2	0,9	32	8,95	9,00
Maritime Electric	74 000	179	219	1 032	30	0,4	0,3	11	9,75	9,75 <sup>5)</sup>
FortisOntario	64 000	184	265	1 163	16	0,2	0,2	9	8,01/8,57 <sup>6)</sup>	9,75 <sup>7)</sup>
Belize Electricity <sup>8)</sup>	76 000	292	76	417	24	0,2	0,2	4	10,00 <sup>9)</sup>	9 <sup>10)</sup>
Caribbean Utilities <sup>11)</sup>	25 000	196	98	558	45	0,5	0,4	12	9,00–11,00 <sup>9)</sup>	7,75–9,75 <sup>9)</sup>
Fortis Turks and Caicos	9 000	105	30	165	23	0,2	0,1	11	17,50 <sup>9)12)</sup>	17,50 <sup>9)</sup>
<b>Total</b>	<b>1 126 000</b>	<b>3 060</b>	<b>5 986</b>	<b>27 656</b>	<b>734</b>	<b>6,2</b>	<b>4,7</b>	<b>176</b>		

- 1) Terasen comprend principalement les activités de Terasen Gas Inc., de Terasen Gas (Vancouver Island) Inc. et de Terasen Gas (Whistler) Inc., désignées collectivement les « sociétés Terasen Gas ».
- 2) Préviation à la mi-exercice de 2010.
- 3) Taux de rendement des capitaux propres (« RCP ») attribuables aux actionnaires ordinaires. Pour Terasen, le RCP est celui de Terasen Gas Inc. Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2009, le RCP de Terasen Gas (Vancouver Island) Inc. est plus élevé de 50 points de base. Avant le 1<sup>er</sup> juillet 2009, il était plus élevé de 70 points de base.
- 4) Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2009; 8,47 % avant cette date.
- 5) Sous réserve de l'approbation réglementaire.
- 6) Canadian Niagara Power : 8,01 %; Algoma Power : 8,57 %.
- 7) Sous réserve de la demande portant sur le coût complet du service que doit présenter Canadian Niagara Power en 2010.
- 8) L'information inscrite au tableau présente la totalité des activités de Belize Electricity, sauf les données sur le bénéfice. Le bénéfice présente la contribution de Belize Electricity aux résultats consolidés de Fortis, compte tenu de la participation de 70,1 % de la Société.
- 9) Taux de rendement réglementé de l'actif de la base tarifaire (« RAB »).
- 10) RAB autorisé à déterminer une fois les questions réglementaires réglées.
- 11) L'information inscrite au tableau présente la totalité des activités de Caribbean Utilities, sauf les données sur le bénéfice. Le bénéfice présente la contribution de Caribbean Utilities aux résultats consolidés de Fortis, compte tenu de la participation de 59 % de la Société.
- 12) Le RAB obtenu en 2009 a été très inférieur au RAB autorisé aux termes de la licence, en raison des investissements importants faits par la société de services publics.

Activités non réglementées

Fortis Generation<sup>1)</sup>

	Capacité de production (MW)	Ventes d'énergie (GWh)	Actif <sup>3)</sup> (G \$)	Bénéfice <sup>4)</sup> (M \$)	Programme de dépenses en immobilisations (M \$)
<b>Total</b>	<b>139</b>	<b>583</b>	<b>0,4</b>	<b>16</b>	<b>18</b>

Fortis Properties<sup>2)</sup>

	Employés (nombre)	Actif (G \$)	Bénéfice <sup>4)</sup> (M \$)	Programme de dépenses en immobilisations (M \$)
<b>Total</b>	<b>2 300</b>	<b>0,6</b>	<b>24</b>	<b>26</b>

- 1) Comprend les activités au Belize, en Ontario, dans la région centrale de Terre-Neuve, en Colombie-Britannique et dans le nord de l'État de New York, y compris la centrale hydroélectrique de 19 MW à Vaca, au Belize, qui sera déclassée en mars 2010.
  - 2) Comprend des immeubles commerciaux totalisant environ 2,8 millions de pieds carrés, principalement dans le Canada Atlantique, et 21 hôtels partout au Canada.
  - 3) Comprend 130 millions \$ d'actifs dans le secteur « autres » des activités non réglementées.
  - 4) Contribution aux résultats consolidés de Fortis Inc. pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009.
- L'information porte sur l'exercice terminé le 31 décembre 2009, à moins d'indication contraire.

# Rapport aux actionnaires

L'année 2009 s'est révélée une autre année couronnée de succès et elle clôtura une décennie fructueuse pour votre Société.

Pour le dixième exercice d'affilée, Fortis a réalisé un bénéfice record. Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires s'est établi à 262 millions \$, soit 17 millions \$ de plus que les 245 millions \$ de 2008. Le bénéfice par action ordinaire a représenté 1,54 \$ en 2009, contre 1,56 \$ en 2008. En 2000, votre Société avait dégagé un bénéfice de 37 millions \$ et le bénéfice par action ordinaire avait été de 0,68 \$.

Les dividendes versés par action ordinaire ont augmenté de 4 % en 2009, passant de 1,00 \$ par action ordinaire en 2008 à 1,04 \$ par action ordinaire en 2009. En 2000, des dividendes de 0,46 \$ par action ordinaire avaient été versés, compte tenu du fractionnement des actions ordinaires de la Société à raison de quatre pour une qui a eu lieu en 2005. Fortis a haussé son dividende trimestriel à 0,28 \$ à compter du dividende versé pour le premier trimestre de 2010. Cette hausse de 7,7 % du dividende trimestriel par action ordinaire correspond à un dividende annualisé de 1,12 \$ et porte à 37 années consécutives le record de la Société quant aux augmentations annuelles du dividende par action ordinaire, soit le plus long record pour l'ensemble des sociétés ouvertes du Canada.

Au cours des dix derniers exercices, Fortis a dégagé un rendement total moyen annualisé d'environ 18 %, le plus élevé de son secteur, surpassant l'indice plafonné des services aux collectivités S&P/TSX et l'indice composé S&P/TSX, qui ont affiché un rendement moyen annualisé respectif d'environ 14 % et 6 % pour la même période.

Au cours des deux dernières décennies, Fortis s'est diversifiée au-delà de Newfoundland Power pour devenir la plus importante société ouverte de services publics de distribution au Canada, possédant des activités de services publics réglementés d'électricité dans cinq provinces canadiennes et trois pays des Caraïbes, ainsi que des activités de services publics réglementés de gaz naturel en Colombie-Britannique. Au cours de la décennie, notre clientèle s'est accrue, passant d'environ 350 000 à 2 100 000 abonnés; notre capitalisation boursière a augmenté, passant d'environ 412 millions \$ à presque 5 milliards \$, et le total de notre actif a progressé, passant de quelque 1,2 milliard \$ à plus de 12 milliards \$.



Stan Marshall, président-directeur général de Fortis Inc. (à gauche) et Geoffrey F. Hyland, président du conseil d'administration de Fortis Inc. (à droite).



Le projet d'infrastructure de comptage automatisé de FortisAlberta permet aux consommateurs de mieux surveiller et gérer leur consommation d'énergie.

Les services publics de Fortis continuent d'effectuer les investissements nécessaires pour fournir aux clients une forme d'énergie sûre et fiable au coût raisonnable le plus faible. Notre programme de dépenses en immobilisations a dépassé 1 milliard \$ en 2009; c'est le plus important programme annuel de dépenses en immobilisations jamais entrepris par Fortis. Approximativement 75 % de ces investissements ont été effectués à nos entreprises de services publics réglementés de l'Ouest canadien. Terasen Gas (Vancouver Island) a réalisé des progrès notables dans la construction de son installation de stockage de gaz naturel liquéfié d'environ 200 millions \$, dont l'entrée en service devrait avoir lieu en 2011. FortisBC a démarré la construction de son projet de renforcement de la ligne de transport d'Okanagan de 110 millions \$, le plus gros projet d'immobilisations jamais lancé par cette entreprise de services publics, qui devrait se terminer vers le milieu de 2011. FortisAlberta poursuit son projet d'infrastructure de comptage automatisé pluriannuel de 155 millions \$, dans le cadre duquel environ 260 000 compteurs électroniques ont été installés chez les clients jusqu'à maintenant.

La centrale hydroélectrique de 53 millions \$ US, d'une puissance de 19 mégawatts (« MW »), à Vaca au Belize, sera mise en service en mars 2010. Aucun nouvel investissement n'est prévu au Belize.

En raison du repli économique mondial et du calendrier réglementaire le plus chargé de l'histoire de Fortis, l'année 2009 s'est révélée exigeante. L'excellent rendement de nos entreprises de services publics réglementés dans l'Ouest canadien a été entravé par l'expiration, en avril, des droits relatifs à l'eau de la centrale hydroélectrique Rankine, en Ontario, au terme de leur durée de cent ans et par des questions réglementaires non réglées au Belize.

Un certain nombre de décisions réglementaires importantes ont été prises au quatrième trimestre de 2009, ce qui devrait procurer une stabilité sur le plan réglementaire en 2010, permettant à nos entreprises de services publics de

se concentrer sur l'exploitation et de répondre aux besoins énergétiques de nos clients. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2009, le taux de rendement des capitaux propres en actions ordinaires (« RCP ») autorisé de FortisAlberta a été porté à 9,00 % par rapport au RCP autorisé intermédiaire de 8,51 % pour 2009. De plus, la composante capitaux propres de l'ensemble de la structure du capital (« composante capitaux propres ») de FortisAlberta est passée de 37 % à 41 %. Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2009, le RCP autorisé de Terasen Gas Inc. a été rehaussé, soit de 8,47 % à 9,50 %. Le 1<sup>er</sup> janvier 2010, la composante capitaux propres de Terasen Gas a été portée de 35 % à 40 %. La société a également obtenu l'approbation réglementaire à l'égard d'un accord de règlement négocié concernant ses besoins de revenus de 2010–2011. L'accord précédent prévoyait le partage du bénéfice supérieur ou inférieur au RCP autorisé avec les clients. L'accord de règlement négocié approuvé récemment ne comporte pas de mécanisme de partage du bénéfice. Le RCP autorisé de FortisBC a été majoré, passant de 8,87 % à 9,90 % le 1<sup>er</sup> janvier 2010. FortisBC a également obtenu l'approbation réglementaire d'un accord de règlement négocié concernant ses besoins de revenus de 2010. Newfoundland Power a obtenu l'approbation réglementaire de ses besoins de revenus de 2010 et le RCP de la société a été établi à 9,00 % pour 2010, en hausse par rapport à 8,95 % pour 2009.



L'installation de stockage de gaz naturel liquéfié de Terasen Gas (Vancouver Island) devrait entrer en service en 2011.

Les sociétés Terasen Gas ont dégagé un bénéfice de 117 millions \$ en 2009, contre 118 millions \$ en 2008. Les résultats de 2009 ont été affaiblis par une augmentation de quelque 5 millions \$ après impôts des coûts liés à la conversion, du propane au gaz naturel, des appareils de la clientèle de Whistler. Une demande d'approbation réglementaire a été déposée visant à inclure les coûts additionnels liés à la conversion dans la base tarifaire. Les résultats de 2008 ont bénéficié de l'incidence positive d'une réduction d'impôts d'environ 5,5 millions \$ découlant du règlement de questions fiscales antérieures. Exclusion faite de ces deux éléments, le bénéfice a dépassé de 9,5 millions \$ celui d'il y a un an, principalement en raison de l'incidence du RCP autorisé plus élevé, depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2009, et des taux effectifs d'impôt sur les bénéfices des sociétés moins élevés.



Le programme annuel de dépenses en immobilisations de Fortis a dépassé le montant record de 1 milliard \$ en 2009.

Les services publics réglementés d'électricité au Canada ont dégagé un bénéfice de 149 millions \$, soit une progression de 23 millions \$ par rapport à 126 millions \$ en 2008. Compte non tenu d'un rajustement ponctuel au titre de l'impôt sur les bénéfices des sociétés de 3 millions \$ en faveur de FortisOntario en 2009 et d'une charge ponctuelle de 2 millions \$ de FortisOntario correspondant au remboursement lié à une entente d'interconnexion en 2008, le bénéfice a progressé de 18 millions \$ sur un an. Les résultats ont été stimulés par l'augmentation du RCP autorisé et de la composante capitaux propres de FortisAlberta, conjuguée à la majoration de la base tarifaire de FortisAlberta et de FortisBC.

FortisOntario a fait l'acquisition en octobre dernier de Great Lakes Power Distribution Inc., renommée par la suite Algoma Power Inc., pour un prix d'achat total de quelque 75 millions \$. L'entreprise de services publics sert une clientèle d'environ 12 000 abonnés dans le district d'Algoma, dans le nord de l'Ontario. Cette acquisition a fait de Fortis la seule société ouverte de services publics de distribution d'électricité en Ontario.

## Rapport aux actionnaires

Le bénéfice des services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes s'est établi à 27 millions \$, contre 17 millions \$ en 2008. Les résultats de 2008 tiennent compte d'une réduction de 13 millions \$ du bénéfice découlant d'une décision réglementaire de juin 2008 qui visait Belize Electricity et comprennent un bénéfice additionnel de 1,5 million \$ de Caribbean Utilities résultant du changement de date de fin d'exercice de l'entreprise de services publics en 2008. Compte non tenu de ces deux éléments, le bénéfice a reculé de 1,5 million \$ sur un an. Ce recul est surtout imputable à l'incidence de la diminution du taux de rendement autorisé de l'actif de la base tarifaire de Belize Electricity sur l'ensemble de l'exercice 2009, contre la moitié de l'exercice en 2008, ainsi qu'à la hausse des frais d'exploitation. Le recul a été en partie compensé par l'incidence favorable d'un changement de méthode de calcul du coût du combustible recouvrable auprès de la clientèle et d'une modification de la méthode d'estimation des amortissements de Fortis Turks and Caicos, et aussi par l'incidence positive du change. Les résultats s'expliquent par le ralentissement de la croissance des ventes d'électricité, imputable aux répercussions négatives du repli économique mondial. La croissance annualisée des ventes d'électricité correspond à environ 2 % pour 2009, en regard de 6 % pour 2008.

Belize Electricity conteste plusieurs décisions de l'organisme de réglementation par la voie judiciaire au Belize. L'appel interjeté par la société de la décision de juin 2008 a été entendu par le tribunal à compter d'octobre 2009.

Le bénéfice des activités de production non réglementées de Fortis Generation a représenté 16 millions \$, contre 30 millions \$ en 2008. La diminution résulte essentiellement de la contribution moindre de la centrale hydroélectrique Rankine, combinée à la baisse des prix moyens de gros de l'énergie et de la production dans le nord de l'État de New York.

Fortis Properties a enregistré un bénéfice de 24 millions \$, comparativement à 23 millions \$ en 2008. Les contributions des hôtels récemment acquis et de la division immobilière, ainsi que la diminution des frais financiers, ont été partiellement annulées par les taux d'occupation généralement plus faibles dans le reste des hôtels de la société par suite du repli économique.

Fortis et ses quatre principales entreprises de services publics présentent des notations de grande qualité. En septembre dernier, Standard & Poor's a confirmé la note A- (tendance stable) de Fortis, accordée en tenant compte de la diversité des activités de services publics réglementées de la Société, de la stabilité et de la prévisibilité des flux de trésorerie des entreprises de services publics et de la stratégie de croissance ciblée et bien exécutée de la Société. DBRS attribue la note BBB (élevé) à Fortis.

Malgré la récession économique mondiale profonde et la volatilité des marchés financiers, Fortis et ses services publics ont mobilisé approximativement 1,3 milliard \$ sur les marchés financiers depuis la fin de 2008, ce qui démontre la robustesse financière de nos principales entreprises de services publics. En décembre 2008, nous avons conclu une émission d'actions ordinaires d'un capital de 300 millions \$. En 2009, nous avons émis des titres de créance à long terme d'un capital de plus de 700 millions \$, notamment des débetures non garanties, 30 ans, d'un capital de 200 millions \$, à 6,51 %, émises par Fortis, des titres de créance à long terme, 30 ans, d'un capital de 495 millions \$, dont les taux varient de 5,37 % à 7,06 %, émises par nos entreprises de services publics réglementées au Canada, et des titres de créance à long terme, 15 ans, d'un capital de 40 millions \$ US, à 7,50 %, émises par Caribbean Utilities. En janvier 2010, Fortis a émis 250 millions \$ d'actions



Par l'intermédiaire de ses activités réglementées et non réglementées, Fortis possède et exploite une capacité de 1 840 MW composée surtout d'hydroélectricité.

## Rapport aux actionnaires

privilegiées à taux d'intérêt fixe rétabli sur cinq ans portant un dividende annualisé initial de 4,25 %.

On prévoit, en date du 31 décembre 2009, que les échéances et les remboursements de la dette à long terme de la Société atteindront en moyenne environ 270 millions \$ au cours de chacun des cinq prochains exercices. Ensemble, les facilités de crédit disponibles et les échéances et remboursements annuels de la dette, qui sont relativement faibles, procurent à la Société et à ses filiales un accès souple aux marchés des titres de créance et de participation.

En date du 31 décembre 2009, Fortis disposait de facilités de crédit consolidées d'environ 2,2 milliards \$, dont quelque 1,4 milliard \$ étaient inutilisés, y compris une tranche de 476 millions \$ de la facilité de crédit renouvelable consentie de 600 millions \$ de la Société. Du total des facilités de crédit, une tranche d'environ 2,0 milliards \$ est constituée de facilités consenties, dont la plupart viendront à échéance entre 2011 et 2013. Les facilités de crédit sont presque toutes conclues auprès des sept plus grandes banques canadiennes, aucune banque ne détenant plus de 25 % de ces facilités.

L'engagement des employés de Fortis, dont le nombre atteint maintenant presque 6 700, à offrir un service de qualité à nos clients demeure à la base de notre réussite. Nous vous félicitons tous et chacun pour ce nouvel exercice fructueux. Nous souhaitons la bienvenue à MM. Douglas Haughey et Ronald Munkley ainsi qu'à M<sup>me</sup> Ida Goodreau, qui se sont joints à notre conseil d'administration cette année. Nous remercions tous les membres du conseil d'administration pour leurs avis et leur soutien.

Nous poursuivons hardiment notre œuvre. Notre programme de dépenses en immobilisations, de plus de 1 milliard \$ en 2010, est bien engagé. Pour les cinq prochains exercices, les dépenses en immobilisations devraient avoisiner 5 milliards \$, stimulées par nos investissements continus dans l'infrastructure de nos entreprises de services publics réglementés de l'Ouest canadien.

À l'aube de cette nouvelle décennie, nous sommes enthousiastes à propos des perspectives de croissance future de votre Société. Nous continuerons de faire croître nos activités de manière rentable, en investissant dans nos activités actuelles et en faisant l'acquisition d'entreprises de services publics d'électricité et de gaz naturel aux États-Unis, au Canada et dans les Caraïbes.

Au nom du conseil d'administration,



Geoffrey F. Hyland  
Président du conseil d'administration  
Fortis Inc.



H. Stanley Marshall  
Président-directeur général  
Fortis Inc.



Les dépenses en immobilisations pour les cinq exercices à venir devraient avoisiner 5 milliards \$.

**Fortis aspire** à devenir le chef de file mondial dans les segments du secteur des services publics réglementés dans lesquels elle mène ses activités, et le principal fournisseur de services dans les régions qu'elle dessert. En toute occasion, Fortis gèrera ses ressources de façon prudente et offrira un service de qualité afin de maximiser la valeur pour les clients et les actionnaires.

La Société continuera de se concentrer sur trois grands objectifs :

- i) La croissance de l'actif et de la capitalisation boursière devrait dépasser la croissance moyenne des autres entreprises nord-américaines de services publics de gaz naturel et d'électricité de taille comparable.
- ii) Le bénéfice devra continuer de croître à un rythme comparable à celui d'une entreprise nord-américaine de services publics bien gérée.
- iii) Les risques commerciaux et financiers de Fortis ne devraient pas dépasser de beaucoup ceux d'une entreprise nord-américaine de services publics de taille comparable.

Terasen Inc. (« Terasen »), la plus importante société de distribution de gaz naturel de Colombie-Britannique, sert environ 940 000 clients, soit 96 % des utilisateurs de gaz naturel de la province. Terasen fournit plus de 20 % du total de l'énergie consommée en Colombie-Britannique, soit plus ou moins la quantité d'électricité consommée dans cette province, ce qui en fait un important contributeur aux ressources d'énergie de la province.

Les activités réglementées de Terasen liées à la distribution de gaz naturel et de gaz propane acheminé par réseau souterrain sont exercées par Terasen Gas Inc. (« TGI »), Terasen Gas (Vancouver Island) Inc. (« TGVI ») et Terasen Gas (Whistler) Inc. (« TGWI »), collectivement les « sociétés Terasen Gas ». Elles comprennent également celles de Terasen Energy Services, société qui finance, conçoit, possède et exploite des systèmes d'énergie géothermique, des réseaux de conduites et des systèmes de transfert d'énergie collectifs aux fins d'assurer des sources d'énergie renouvelable.

TGI, plus importante filiale de Terasen, fournit des services de transport et de distribution de gaz naturel et des services de distribution de gaz propane à environ 839 000 clients, dans un rayon de service qui s'étend de Vancouver à la vallée du Fraser et à l'intérieur de la Colombie-Britannique. TGVI est propriétaire et exploitante du pipeline de transport de gaz naturel qui s'étend depuis la région du grand Vancouver à travers le détroit de Georgia jusqu'à l'île de Vancouver, ainsi que du réseau de distribution sur l'île de Vancouver et le long de la Sunshine Coast. De plus, elle compte environ 98 000 clients. TGWI est propriétaire et exploitante du réseau de distribution de gaz propane de la Municipalité touristique de Whistler (« Whistler ») et assure le service d'environ 2 600 clients.

Les sociétés Terasen Gas sont propriétaires et exploitantes de plus de 46 000 kilomètres de pipelines de distribution et de transport de gaz naturel. En 2009, les volumes de gaz ont représenté 207 230 térajoules (« TJ ») et ont atteint une demande de pointe quotidienne de 1 234 TJ.

Terasen a obtenu en 2009 un taux de satisfaction de la clientèle de 80 %, un sommet historique. La clientèle résidentielle lui a accordé de meilleures notes pour les services d'urgence et autres services, ainsi que pour les initiatives de marketing et de communications.



Le projet de restauration d'environ 27 millions \$ de la rive sud du bras sud du fleuve Fraser devrait se terminer à la fin d'août 2010.



Dirigeants de Terasen (g-d) : Jan Marston, v.-p., RH et gouvernance; Dwain Bell, v.-p., Distribution; Cynthia Des Brisay, v.-p., Approvisionnement en gaz et transport; Bob Samels, v.-p., Services d'entreprise et technologie; Randy Jespersen, président-directeur général; Roger Dall'Antonia, v.-p., Expansion et trésorier; David Bennett, v.-p. et chef du contentieux; Scott Thomson, v.-p., Affaires réglementaires et directeur des finances; Douglas Stout, v.-p., Marketing et développement des affaires.

En 2009, les sociétés Terasen Gas ont investi environ 246 millions \$, avant les apports de la clientèle, dans des programmes de dépenses en immobilisations visant à assurer la sécurité et la fiabilité de l'énergie acheminée aux clients par réseau souterrain.

La construction de l'installation de stockage de gaz naturel liquéfié d'une capacité de 1,5 milliard de pieds cubes, au coût d'environ 200 millions \$, s'est poursuivie à Mount Hayes sur l'île de Vancouver. À sa mise en service, prévue en 2011, l'installation permettra une utilisation plus efficace des réseaux de pipelines existants et améliorera la fiabilité et la sécurité de l'approvisionnement pendant les interruptions de réseau ou les périodes de demande accrue. La construction d'un pipeline de gaz naturel de 50 kilomètres reliant Squamish à Whistler et la conversion, du propane au gaz naturel, des appareils de la clientèle de Whistler se sont terminées en 2009, au coût total de 56 millions \$. Plus de 14 000 appareils ont été convertis au gaz naturel, ce qui réduira de 15 % le volume annuel des émissions de gaz à effet de serre des consommateurs de gaz naturel et de 5 % le volume annuel des émissions de gaz à effet de serre de la région. Les travaux de restauration d'environ 27 millions \$ du pipeline situé sous le bras sud du fleuve Fraser visant à maintenir l'intégrité de ces infrastructures devraient s'achever à la fin d'août 2010.

Terasen a poursuivi ses travaux sur le système énergétique du district du projet Village at Fraser Mills, à Coquitlam, le plus important projet de développement durable de The Beedie Group. Ce système énergétique pourrait réduire de 8 200 tonnes les émissions de gaz à effet de serre chaque année, ce qui équivaut à enlever 2 500 voitures de la route.

FortisAlberta est une entreprise de services publics qui distribue de l'électricité produite par d'autres participants du marché à des utilisateurs finaux du sud et du centre de l'Alberta. Son réseau électrique, constitué d'environ 110 000 kilomètres de lignes de distribution, représente plus de 60 % de l'ensemble du réseau de distribution électrique de l'Alberta. La société sert quelque 480 000 clients et a répondu à une demande de pointe record de 3 365 MW en 2009.

FortisAlberta a obtenu en 2009 un taux de satisfaction de la clientèle de 83 %, par rapport à un taux annuel moyen de 80 % pour les trois derniers exercices. Le personnel du centre de service à la clientèle a répondu à environ 194 000 appels en 2009. Dès le premier contact, 87 % des problèmes signalés ont été résolus.

En 2009, FortisAlberta a investi un montant record de 407 millions \$, avant les apports de la clientèle, dans des projets de dépenses en immobilisations afin d'entretenir son réseau, d'installer des compteurs automatisés et de répondre à la croissance de sa clientèle. Plus de 10 000 nouveaux clients ont été branchés au réseau de distribution du service public, dont plusieurs entreprises importantes et complexes telles que le centre commercial CrossIron Mills, près de Balzac et l'oléoduc Keystone de TransCanada, à Hardisty. Approximativement 3 000 kilomètres de lignes électriques ont été ajoutées au réseau de distribution. La construction de nouveaux services d'irrigation agricole et l'activité commerciale de l'Alberta ont continué d'augmenter les besoins de lignes de distribution additionnelles. FortisAlberta a travaillé en lien étroit avec le fournisseur des services de transport et l'Alberta Electric System Operator pour rehausser la capacité des sous-stations, améliorer la fiabilité et répondre à la croissance de la demande de charge à Devon, Fort Saskatchewan, Manyberries, Hayter, Fort Assiniboine et Hardisty.

Le projet d'infrastructure de comptage automatisé pluriannuel de la société, dont le coût total est évalué à 155 millions \$, prévoit le remplacement de 466 000 compteurs traditionnels chez les clients par une technologie de comptage automatisé d'ici la fin de 2011. Environ 260 000 compteurs électroniques ont été installés jusqu'ici. La technologie de comptage automatisé, qui remplace le système de lecture manuelle et d'estimation des relevés, aidera à réduire les coûts d'exploitation et permettra aux clients de mieux surveiller et gérer leur consommation d'énergie. L'élimination des lectures manuelles réduira de plus de 1 000 tonnes métriques les émissions annuelles de dioxyde de carbone attribuables aux véhicules du service public.

En 2009, le gouvernement de l'Alberta a adopté une réglementation destinée à aider les Albertains à produire de l'électricité à partir de sources renouvelables pour leurs habitations, leurs fermes et leurs entreprises. Au cours de l'exercice, FortisAlberta a branché à son réseau de distribution 60 clients s'alimentant d'énergie éolienne ou d'énergie solaire, leur permettant d'obtenir de l'électricité au besoin et de recevoir des crédits de leurs détaillants respectifs pour l'énergie provenant d'une source renouvelable apportée au réseau électrique de la province. FortisAlberta s'assure que ces interconnexions sont sécuritaires et ne réduisent ni la qualité ni la fiabilité de l'électricité fournie à d'autres clients.



Un montant record de 407 millions \$, avant les apports de la clientèle, a été investi dans des projets de dépenses en immobilisations en 2009 afin d'entretenir le réseau, d'installer des compteurs automatisés et de répondre à la croissance de la clientèle.



Dirigeants de FortisAlberta (g-d) : Alan Skiffington, v.-p., Services généraux et directeur de l'information; Nipa Chakravarti, v.-p., Service à la clientèle; Ian Lorimer, v.-p., Finances et directeur des finances; Karl Smith, président-directeur général; Phosne Delaney, v.-p., Exploitation et ingénierie; Annette Butt, v.-p., RH et communications.

Pour la deuxième année d'affilée, les employés ont reçu le prix *Best Safety Performer Award* du gouvernement de l'Alberta, classant FortisAlberta dans le 99,5<sup>e</sup> percentile des employeurs de la province. Les initiatives de sécurité ont contribué à l'atteinte d'un record de faible taux de gravité des accidents avec perte de temps en 2009. Grâce aux pratiques de sécurité au travail, sept bureaux ont célébré au moins neuf années sans accident avec perte de temps.

L'entrée en contact avec des lignes de distribution de FortisAlberta demeure préoccupante. La société participe à *Where's the Line?*, campagne de sensibilisation du public sur la sécurité en électricité menée conjointement par le secteur et le gouvernement. Les employés ont fait plus de 100 présentations sur la sécurité en électricité auprès de sociétés externes à haut risque, du personnel des services d'urgence et d'associations sectorielles concernées, en mettant l'accent sur la planification sécuritaire du travail, la réaction efficace aux incidents impliquant l'électricité et les dangers des travaux près des câbles haute tension.

Dans le cadre de son système de gestion de l'environnement conforme à la norme internationale ISO 14001, la société a établi des programmes visant à améliorer sa performance environnementale. Plus de 600 employés ont reçu une formation en matière d'environnement adaptée à leur emploi en 2009.

FortisBC est une société de services publics d'électricité intégrée en exploitation dans l'intérieur méridional de la Colombie-Britannique qui sert directement ou indirectement quelque 159 000 clients. Ses actifs comprennent à peu près 7 000 kilomètres de lignes de transport et de distribution ainsi que quatre centrales hydroélectriques réglementées sur la rivière Kootenay, d'une puissance combinée de 223 MW. L'admissibilité énergétique annuelle brute des centrales est d'environ 1 591 gigawattheures (« GWh »). FortisBC gère également 947 MW de production hydroélectrique en vertu de contrats de services. Sa production couvre environ 45 % de ses besoins d'électricité, et elle comble le reste de ses besoins par des contrats d'achat d'électricité. La société a répondu à une demande de pointe de 714 MW en 2009 et à une demande de pointe record de 406 MW à l'été 2009, dépassant l'ancien record de 387 MW atteint en 2007.

FortisBC a obtenu un taux de satisfaction de la clientèle de 86 % en 2009, ce qui correspond au taux de 2008. Tous les secteurs du service à la clientèle ont eu d'excellents résultats, malgré la forte tempête d'hiver qui a touché plus de 18 000 clients de la région de Kootenay. Bravant les conditions météorologiques difficiles et les fermetures de route, les employés ont rétabli en 24 heures le service de tous les clients qui en étaient privés.

En 2009, FortisBC a investi environ 115 millions \$, avant les apports de la clientèle, dans des projets de dépenses en immobilisations destinés à répondre à la croissance de la demande d'énergie et à remplacer l'infrastructure vieillissante. La construction de la sous-station de Black Mountain et de sa ligne de distribution, en réponse à la croissance des régions au nord-est de Kelowna, a été achevée au coût de 15 millions \$. Une nouvelle sous-station au nord de Kelowna, soit la phase finale du projet Ellison de 17 millions \$, de même que la sous-station Naramata de 7 millions \$, ont été mises en service. En outre, le projet Benvoulin, d'un coût prévu de 18 millions \$, a été mis en chantier afin de soutenir la demande croissante dans la région centrale de Kelowna.



Dirigeants de FortisBC (g-d) : David Bennett, v.-p., Affaires réglementaires, chef du contentieux et secrétaire général; Doyle Sam, v.-p., Ingénierie et exploitation; John Walker, président-directeur général; Michele Leeners, v.-p., Finances et directrice des finances; Michael Mulcahy, v.-p., Service à la clientèle et services généraux; Don Debiegne, v.-p., Approvisionnement d'énergie et planification stratégique.



Le projet de renforcement de la ligne de transport d'Okanagan de 110 millions est le plus important projet de dépenses en immobilisations jamais entrepris par FortisBC.

La construction a démarré dans le cadre du projet de renforcement de la ligne de transport d'Okanagan de 110 millions \$, soit le plus important projet de dépenses en immobilisations jamais entrepris par FortisBC. La mise à niveau des lignes de transport et des sous-stations existantes et la construction d'une ligne de distribution de 230 kilovolts (« kV ») et d'une sous-station devraient prendre fin au milieu de 2011.

Environ 13 millions \$ ont été investis en 2009 dans le programme de modernisation et de prolongation de la vie des centrales hydroélectriques en cours, qui comprend la réfection de onze des quinze unités de production hydroélectriques des quatre centrales de la société. À l'heure actuelle, huit unités ont été reconstruites, et le programme devrait s'achever en 2012. Cette modernisation rendra les centrales plus efficaces et sécuritaires, protégera davantage l'environnement et maintiendra la fiabilité de l'ensemble des installations.

En septembre dernier, FortisBC a reçu l'approbation réglementaire pour son programme de comptage net, qui permet aux clients de combler une partie ou la totalité de leurs besoins d'électricité en produisant de l'électricité à partir de sources renouvelables, telles que l'énergie éolienne, l'énergie hydroélectrique ou l'énergie solaire. Les clients obtiennent des crédits pour l'énergie qu'ils produisent à partir de sources renouvelables et qu'ils apportent au réseau électrique de la société.

Une campagne de consultation proactive se poursuit auprès du public, des parties intéressées et des Premières Nations en ce qui a trait aux programmes de dépenses en immobilisations, dans le but de susciter des occasions significatives d'établir un dialogue ouvert, de partager l'information et de nouer des relations de coopération à long terme. FortisBC a reçu le prix du partenaire sectoriel de 2009 à la cérémonie de remise des prix *British Columbia Aboriginal Tourism Awards*.

Le programme *PowerSense* de la société, dont c'était le 20<sup>e</sup> anniversaire en 2009, propose aux clients des incitatifs financiers et des conseils en matière de technologies et de pratiques éconergétiques. Depuis 1989, les clients ont réalisé des économies d'énergie totalisant 360 GWh, soit l'équivalent de l'énergie utilisée par presque 28 000 foyers sur une année entière.

Newfoundland Power exploite un réseau intégré de production, de transport et de distribution d'électricité à Terre-Neuve. Elle sert plus de 239 000 clients, ce qui représente 85 % des consommateurs d'électricité de la province. Newfoundland Power est propriétaire et exploitante de 30 petites centrales d'une capacité de production installée d'environ 140 MW, dont une tranche de 97 MW est d'origine hydroélectrique, et compte environ 11 000 kilomètres de lignes de transport et de distribution. Elle a répondu à une demande de pointe de 1 219 MW en 2009. Elle obtient environ 92 % de son approvisionnement énergétique de Newfoundland and Labrador Hydro (« Newfoundland Hydro »).

Newfoundland Power a atteint un taux de satisfaction de la clientèle de 90 % en 2009, taux légèrement supérieur à celui de l'exercice précédent. La société a lancé à l'intention des clients résidentiels et commerciaux quatre nouveaux programmes de remise sur les économies d'énergie s'inscrivant dans le programme *takeCHARGE—Saving Energy Starts Here!*, en partenariat avec Newfoundland Hydro. Près de 2 000 clients se sont prévalus des nouveaux programmes de remise, dont la promotion a été faite dans les médias, les foires commerciales, les conférences municipales et sous forme de publicité sur les lieux de vente dans les magasins de matériel de construction. Les programmes de remise sur les économies d'énergie *takeCHARGE* et autres initiatives semblables aideront les consommateurs à économiser 15 GWh d'énergie par année d'ici 2013, soit l'énergie nécessaire pour combler les besoins de 1 400 domiciles chauffés à l'électricité.



Dirigeants de Newfoundland Power (g-d) : Jocelyn Perry, v.-p., Finances et directrice des finances; Peter Alteen, v.-p., Réglementation et planification; Gary Smith, v.-p., Services aux abonnés; Earl Ludlow, président-directeur général.

Près de 74 millions \$, avant les apports de la clientèle, ont été investis en 2009 dans des projets de dépenses en immobilisations pour mettre à niveau et moderniser le réseau électrique du service public. Cet investissement a servi, dans une proportion supérieure à 30 %, à brancher 5 000 nouveaux clients, ce qui constitue un record annuel. La mise à niveau de lignes de transport, au coût de 4,5 millions \$, y compris deux lignes de transport dans la péninsule de Bonavista, a été achevée. La conduite forcée de la centrale hydroélectrique de Rocky Pond a été remplacée au coût total approximatif de 5,2 millions \$. De plus, la remise en état et la modernisation de plusieurs sous-stations dans la province a été achevée, au coût de 4,5 millions \$. L'année 2009 s'est révélée une année record pour le faible nombre et la courte durée des coupures de courant.

Suivant son plan quinquennal de dépenses en immobilisations, la société s'affaire à augmenter l'efficacité de ses centrales hydroélectriques, de sorte qu'elle aura moins besoin d'obtenir de l'énergie de la centrale Holyrood de Newfoundland Hydro. Plus de 0,5 million \$ ont été investis pour rehausser l'évacuateur de crue et accroître l'énergie produite à la centrale hydroélectrique Rose Blanche. Quasiment 1 400 feux de circulation ont été remplacés dans la province par des luminaires sodium haute pression éconergétiques, qui consomment 35 % moins d'énergie tout en procurant la même qualité de lumière que les feux de circulation traditionnels.

L'année 2009 a été la meilleure de toutes au chapitre de la sécurité, la société ayant enregistré le plus faible nombre de blessures liées à la sécurité au travail en plus de 40 ans. C'est l'engagement renouvelé des employés à l'égard de la sécurité qui est à l'origine de cette performance en matière de sécurité, avec l'appui de plusieurs initiatives, dont le lancement d'un nouveau programme de sécurité interne. Une nouvelle publicité télévisuelle a sensibilisé le public aux dangers liés à l'électricité. Une campagne de publipostage direct a rappelé aux entrepreneurs les mesures de sécurité à prendre autour du matériel électrique. Newfoundland Power a maintenu son partenariat avec Newfoundland and Labrador Crime Stoppers, dont l'objectif consiste à prévenir les incidents de vandalisme et à faire connaître les risques pour la sécurité associés au matériel électrique endommagé.



Près de 74 millions \$, avant les apports de la clientèle, ont été investis dans des projets de dépenses en immobilisations en 2009 pour mettre à niveau et moderniser le réseau électrique du service public.

Une vérification externe du système de gestion environnementale a corroboré la conformité du système à la norme internationale ISO 14001 ainsi que l'engagement de la société à mener ses activités d'une manière responsable sur le plan environnemental. L'année 2009 a marqué le 12<sup>e</sup> anniversaire du programme *EnviroFest* de Newfoundland Power dans le cadre duquel près de 2 000 arbres ont été plantés jusqu'à maintenant en vue d'améliorer l'environnement et d'embellir les espaces verts partout dans la province.

Maritime Electric, principale entreprise de services publics d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard (« Î.-P.-É. » ou l'« île »), sert quelque 74 000 clients, soit 90 % des consommateurs d'électricité de la province. La société est propriétaire et exploitante d'un réseau entièrement intégré qui assure des services de production, de transport et de distribution d'électricité à la grandeur de l'île, grâce à environ 5 300 kilomètres de lignes de transport et de distribution. Maritime Electric exploite sur l'île des installations à Charlottetown et à Borden-Carleton d'une puissance totale combinée de 150 MW. Son réseau électrique est branché au réseau électrique continental grâce à deux câbles sous-marins qui traversent le détroit de Northumberland. La société a répondu à une demande de pointe de 219 MW en 2009.



Dirigeants de Maritime Electric (g-d) : Steve Loggie, v.-p., Service à la clientèle; John Gaudet, v.-p., Planification et approvisionnement énergétique; Bill Geldert, v.-p., Finances et administration, directeur des finances et secrétaire général; Fred O'Brien, président-directeur général.

Maritime Electric achète environ 86 % de l'énergie nécessaire pour servir sa clientèle auprès de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (« Énergie NB »). Les achats sont effectués dans le cadre d'une convention d'achat d'énergie à court terme conclue avec Énergie NB et d'ententes couvrant la durée de vie de la centrale nucléaire Pointe Lepreau d'Énergie NB (« Pointe Lepreau ») et de la centrale électrique Dalhousie, en vertu desquelles la société a des droits sur ces centrales. La remise en état de Pointe Lepreau commencée en avril 2008 prolongera de 25 ans sa durée de vie et rendra plus stable l'approvisionnement énergétique à long terme. La remise en service de la centrale devrait avoir lieu au début de 2011.

La société comble ses autres besoins d'énergie en recourant à la production éolienne sur l'île et à celle de ses propres centrales. En 2009, environ 14 % de la totalité de l'approvisionnement énergétique a été d'origine éolienne.

Malgré le coût croissant de l'énergie achetée afin de répondre à la demande d'énergie de l'île, Maritime Electric a atteint un taux de satisfaction de la clientèle de 75 % en 2009. Pour améliorer le service à la clientèle, la société a remanié son site Web à l'aide d'outils interactifs et éducatifs sur l'efficacité énergétique tels que la maison virtuelle, le calculateur d'énergie et cent manières d'économiser l'électricité.

Un montant approximatif de 30 millions \$, avant les apports de la clientèle, a été investi en 2009 dans des projets de dépenses en immobilisations destinés à améliorer la fiabilité du réseau et le service à la clientèle. La construction d'une ligne de transport de 138 kV sur 71 kilomètres et d'un corridor de transport d'électricité dans l'ouest de l'Î.-P.-É., qui livreront au réseau nord-américain de l'énergie de source éolienne, est terminée. Le projet de 16 millions \$, financé conjointement par le gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard et SUEZ Energy North America, facilitera le développement futur des centrales éoliennes sur l'île.

Maritime Electric a pour objectif que 30 % de l'énergie vendue chaque année provienne de sources renouvelables d'ici 2013. La collaboration se poursuit avec le gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard et PEI Energy Corporation pour mettre au point des sources renouvelables additionnelles d'énergie. En octobre dernier, Maritime Electric a publié un appel d'offres visant 30 MW d'énergie tirée de sources renouvelables. De plus, la société soutient le développement d'une capacité supplémentaire de 100 MW d'énergie éolienne afin d'épauler la province de l'Île-du-Prince-Édouard dans ses efforts pour tirer profit de la ressource éolienne de l'île et atteindre son objectif de 500 MW d'électricité éolienne produite sur l'île d'ici 2013.



Maritime Electric sert quelque 74 000 clients sur l'Île-du-Prince-Édouard.

Afin de faciliter l'exportation de l'électricité éolienne, Maritime Electric s'affaire, avec le gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard, à obtenir le financement nécessaire en vue d'une interconnexion de 200 MW avec le continent au moyen d'un câble installé sur le Pont de la Confédération.

Un bilan de l'efficacité énergétique de 15 entreprises a été effectué dans le cadre du programme de gestion axée sur la demande et de conservation de l'énergie. Les résultats ont servi à fournir de l'information sur la conservation de l'énergie aux parties intéressées au cours d'une série de séances de discussion ouvertes. Le programme intitulé *Winter Challenge* a mis les clients résidentiels au défi de réduire de 10 % leur consommation d'énergie en décembre 2009 par rapport à décembre 2008. Plus de 4 600 clients ont relevé le défi.

FortisOntario, société de services d'électricité intégrée, est propriétaire et exploitante de Canadian Niagara Power, Cornwall Electric et Algoma Power, et sert quelque 64 000 clients, principalement à Fort Erie, Port Colborne, Cornwall, Gananoque et dans le district d'Algoma, en Ontario. Ses actifs réglementés comprennent environ 3 300 kilomètres de lignes de distribution et de transport dans les régions de Niagara et de Cornwall et dans le district d'Algoma, y compris une ligne de transport transfrontalière internationale entre l'État de New York et Fort Erie. FortisOntario possède une participation stratégique de 10 % dans Westario Power Inc., Rideau St. Lawrence Holdings Inc. et Grimsby Power Inc., trois sociétés régionales de distribution d'électricité qui, ensemble, comptent environ 38 000 clients. La société achète son électricité auprès de l'Independent Electricity System Operator de l'Ontario, sauf dans le cas de Cornwall Electric, qui s'approvisionne auprès d'Hydro-Québec. FortisOntario a répondu à une demande de pointe combinée de 265 MW en 2009.

En octobre dernier, FortisOntario a acquis Algoma Power (auparavant Great Lakes Power Distribution Inc.), qui a une clientèle d'environ 12 000 consommateurs dans le district d'Algoma, dans le nord de l'Ontario. Ses actifs comprennent plus de 1 800 kilomètres de lignes de distribution sur un territoire d'environ 14 200 kilomètres carrés, ce qui représente plus du double de la région du Grand Toronto.

La société a obtenu un taux record de satisfaction globale de la clientèle de 88 % en 2009, en regard de 84 % en 2008. Les clients ont accordé le taux de 94 % pour la fiabilité et la livraison sécuritaire d'électricité et le taux de 91 % pour la qualité du service. La société a encore surpassé les normes de rendement instaurées par la Commission de l'énergie de l'Ontario quant aux délais de réaction, aux branchements au service et aux statistiques de réponse aux appels téléphoniques.

En 2009, la société a investi approximativement 16 millions \$, avant les apports de la clientèle, dans des projets de dépenses en immobilisations qui incluent des branchements au service et des projets de réfection pour améliorer la sécurité et la fiabilité de ses réseaux de distribution. À Niagara, une nouvelle sous-station a été construite au coût de 2,1 millions \$, afin de répondre à la croissance de la demande de charge et de remplacer une sous-station arrivant à la fin de sa durée de vie utile. Des artères ont été mises à niveau afin de rehausser la capacité du système en ce qui a trait à l'approvisionnement normal et au soutien d'urgence, et les travaux de conversion de tension se sont poursuivis. À Gananoque, la réfection des artères de 26,4 kV et le remplacement du matériel de distribution approchant de la fin de sa durée de vie utile ont suivi leur cours. À Cornwall, les projets de dépenses en immobilisations ont porté sur le branchement de nouveaux clients, la reconstruction d'une artère rurale de 3,5 kilomètres afin de soutenir la croissance de la demande de charge industrielle et résidentielle et la construction d'une artère de 4 kilomètres pour approvisionner des clients provenant d'un transfert de charge qui étaient approvisionnés auparavant par Hydro One.



Dirigeants de FortisOntario (g-d) : William Daley, président-directeur général; Glen King, v.-p., Finances et directeur des finances; Angus Orford, v.-p., Exploitation; Scott Hawkes, v.-p., Services généraux, chef du contentieux et secrétaire général.



La société a obtenu un taux record de satisfaction de la clientèle de 88 % en 2009.

Le gouvernement de l'Ontario oblige toutes les sociétés de services publics réglementés d'électricité de la province à installer chez les clients des compteurs intelligents, qui enregistrent les variations des données de consommation selon la période d'utilisation, d'ici la fin de 2010. En 2009, FortisOntario a effectué 90 % des installations de compteurs intelligents à Fort Erie et a entrepris les installations à Port Colborne. Les installations de compteurs intelligents des secteurs de Gananoque et d'Algoma commenceront au printemps 2010. La tarification variable basée sur la période d'utilisation devrait entrer en vigueur au plus tard au printemps 2011.

FortisOntario met en œuvre un système intégré de gestion de la santé, de la sécurité et de l'environnement. Ses entreprises de services publics ont reçu des certificats de mérite de la Electrical and Utilities Safety Association de l'Ontario pour avoir atteint l'objectif de zéro blessure avec perte de temps. Une vérification de suivi des déchets effectuée en 2009 a confirmé que 93 % des déchets des bureaux ne vont pas à l'enfouissement.

Belize Electricity est le principal distributeur d'électricité du Belize, en Amérique centrale. Servant quelque 76 000 clients, Belize Electricity a répondu à une demande de pointe de 76 MW en 2009, grâce à un approvisionnement énergétique diversifié comprenant l'achat d'électricité auprès de Belize Electric Company Limited (« BECOL »), de la Comisión Federal de Electricidad (« CFE ») (société d'électricité appartenant au gouvernement mexicain), de Belize Cogeneration Energy Limited (« BELCOGEN »), d'Hydro Maya Limited et de Belize Aquaculture Limited, et à sa propre production issue d'unités alimentées au diesel et de turbines à gaz. Tous les principaux centres de charge sont branchés au réseau d'électricité national du Belize, lui-même relié au réseau d'électricité national du Mexique, ce qui permet à la société d'optimiser ses sources d'approvisionnement électrique. Belize Electricity a une capacité de production installée de 34 MW et possède quelque 2 900 kilomètres de lignes de transport et de distribution. Fortis détient une participation conférant le contrôle d'environ 70 % dans Belize Electricity.

Malgré les contraintes opérationnelles importantes liées aux décisions réglementaires rendues en 2008, dont la société fait appel devant la Cour suprême du Belize, Belize Electricity a obtenu un taux de satisfaction de la clientèle d'environ 82 % en 2009.

En 2009, la société a investi environ 24 millions \$, avant les apports de la clientèle, dans des programmes de dépenses en immobilisations.

Des lignes de distribution de presque 68 kilomètres ont été construites pour répondre à la demande croissante de la clientèle et améliorer la qualité du service. Des lignes de distribution de quelque 18 kilomètres, comprenant un câble sous-marin de 1,6 kilomètre, ont été construites afin d'améliorer la fiabilité du service à la clientèle, notamment les importants projets immobiliers et touristiques, sur l'île de San Pedro.

Belize Electricity a mis en branle le projet d'électrification de 2,3 millions \$ US de la région bananière visant à brancher sept localités rurales du sud du Belize au réseau d'électricité national. Le financement de ce projet est assuré par l'Union européenne et le gouvernement du Belize. Des lignes de distribution d'environ 80 kilomètres sont en construction afin de fournir de l'électricité pour la première fois à presque 5 000 résidents. Deux des sept localités ont été branchées au réseau national, et les autres doivent l'être vers le milieu de 2010.

La société a investi quelque 2 millions \$ US en 2009 dans la construction de nouvelles sous-stations et des lignes de transport connexes dans le but de relier Belize Aquaculture Limited, BELCOGEN et la centrale hydroélectrique de BECOL à Vaca. Ensemble, ces nouvelles centrales livreront jusqu'à 48 MW au réseau national, portant la capacité de production totale du pays à 117 MW.

La CFE a annulé son contrat d'achat d'électricité (« CAÉ ») avec Belize Electricity en octobre dernier, invoquant un cas de force majeure. La CFE a indiqué que l'annulation du CAÉ, qui allait venir à échéance en décembre 2010, était devenue nécessaire en raison de sa capacité de production limitée. La CFE continue de fournir Belize Electricity en électricité selon la disponibilité. Puisque la capacité de production du pays est bien supérieure à la demande de pointe du pays, Belize Electricity n'achète de l'électricité du Mexique que lorsque l'électricité mexicaine est meilleur marché que l'électricité produite au pays.



Dirigeants de Belize Electricity (g-d) : Rene Blanco, v.-p., Finances et administration et directeur des finances; Lynn Young, président-directeur général; Curtis Eck, v.-p., Service à la clientèle et exploitation; Joseph Sukhmandan, v.-p., Ingénierie et approvisionnement énergétique; Juliet Estell, directrice, Services généraux et secrétaire générale.



La société a investi environ 24 millions \$, avant les apports de la clientèle, dans des programmes de dépenses en immobilisations en 2009.

Belize Electricity continue de renforcer son système de gestion environnementale en s'assurant de respecter et de surpasser les exigences légales qui la concernent. En 2009, elle s'est concentrée principalement sur la prévention des fuites et débordements et sur les mesures d'intervention correspondantes. Le transport du combustible en mer libre jusqu'à Caye Caulker aux fins de production a été rendu plus sécuritaire par l'utilisation d'une barge conçue expressément pour transporter des produits du pétrole et dotée de caractéristiques de sécurité destinées à réduire au minimum le risque de fuites et débordements. Une formation en matière d'environnement a été donnée aux employés et aux entrepreneurs.

Le perfectionnement des employés demeure une priorité. Des techniques de travail à distance ont été enseignées aux équipes, leur permettant d'effectuer l'entretien des lignes électriques sous tension, ce qui contribue à améliorer la fiabilité du service. Les équipes de poseurs de lignes ont aussi été formées à l'inspection des lignes et aux vérifications par mesure infrarouge destinées à détecter les problèmes dans le réseau électrique et à les corriger rapidement. Un programme d'apprentissage de quatre ans, conçu sur le modèle de celui de FortisAlberta, permettra à 30 apprentis de devenir des poseurs de lignes.

Caribbean Utilities produit, transporte et distribue de l'électricité à plus de 25 000 clients de l'île Grand Caïman, aux îles Caïmans. La société possède et exploite environ 555 kilomètres de lignes de transport et de distribution, ainsi que 24 kilomètres de câbles sous-marins à haute tension. Son réseau électrique a une capacité de production installée d'environ 153 MW. La société a répondu à une demande de pointe record de 97,5 MW en 2009.

Les actions ordinaires de catégorie A de Caribbean Utilities sont inscrites en monnaie américaine à la Bourse de Toronto sous le symbole CUP.U. Fortis détient une participation conférant le contrôle d'environ 59 % dans la société.

Caribbean Utilities est l'un des services publics les plus fiables et efficaces de la région des Caraïbes. La société a obtenu un taux de satisfaction de la clientèle de 84 % en 2009, en regard de 87 % en 2008. La légère baisse du taux est attribuable à l'incidence de la hausse du prix du combustible. Caribbean Utilities a affiché un indice d'accessibilité au service moyen de 99,95 % en 2009.

Les dépenses en immobilisations ont totalisé approximativement 45 millions \$ en 2009. Les projets entrepris comprennent l'achèvement de l'agrandissement du bâtiment et de l'installation d'une unité de production au diesel de 16 MW et de l'équipement connexe, le coût du projet totalisant quelque 30 millions \$ US, ainsi que l'expansion et la mise à niveau du réseau de transport et de distribution au coût de 8 millions \$ US, et la mise à niveau de la sous-station de North Sound au coût de 1 million \$ US. Aux termes d'une alliance stratégique datant de dix ans avec MAN Diesel SE, la société a acquis cinq unités de production au diesel, portant à un total d'environ 69 MW la capacité de production installée fournie par MAN Diesel SE.

Caribbean Utilities a achevé l'installation de plus de 200 poteaux de béton pesant presque 10 000 livres chacun pour sa boucle de port de 69 kV le long de Frank Sound Road. Conçus pour mieux résister aux ouragans, les poteaux augmenteront la fiabilité de l'approvisionnement en électricité et aideront à répondre à la croissance de la demande d'énergie.

Caribbean Utilities continue d'explorer les options d'approvisionnement en énergie de sources renouvelables telles que l'énergie solaire (photovoltaïque) ou l'énergie éolienne. Le programme *Consumer Owned Renewable Energy Program*, initiative conjointe de la société et de la Electricity Regulatory Authority (« ERA »), fournit aux clients de Grand Caïman qui produisent leur propre énergie de sources renouvelables un mécanisme pour demeurer branchés au réseau de transport et de distribution du service public. Caribbean Utilities est à examiner deux propositions reçues en réponse à l'intérêt qu'elle a exprimé à l'égard d'une capacité de production d'énergie éolienne pouvant aller jusqu'à 10 MW.



Dirigeants de Caribbean Utilities (g-d) : David Watler, v.-p., Production; Richard Hew, président-directeur général; Letitia Lawrence, v.-p., Finances et directrice des finances; Douglas Murray, secrétaire général; Andrew Small, v.-p., Transport et distribution.



Caribbean Utilities est l'un des services publics les plus fiables et efficaces de la région des Caraïbes.

Caribbean Utilities a accueilli en juin 2009 la conférence des chefs de la direction de la Caribbean Electric Utility Service Corporation (« CARILEC »). La CARILEC est une association de 33 services publics, fournisseurs, fabricants et autres participants du secteur de l'électricité des Caraïbes. Elle assure la coordination de services offerts à ses membres pour répondre à leurs besoins de formation, de recherche, de partage d'information et d'assistance mutuelle en cas de désastre.

Caribbean Utilities maintient son engagement envers l'environnement par son système de gestion environnementale certifié ISO 14001:2004 portant sur ses activités de production. Elle a lancé le programme *Scrap Metal Recycling Program* afin de centraliser la collecte de la ferraille et de l'expédier à l'étranger aux fins de recyclage. Dans le cadre de son programme *Energy Smart Program*, qui fait la promotion de l'économie d'énergie, la société dresse gratuitement le bilan de l'efficacité énergétique de ses clients depuis sept ans.

Fortis Turks and Caicos est une société de services d'électricité entièrement intégrée qui assure des services de production, de transport et de distribution d'électricité dans les îles Providenciales, North Caicos, Middle Caicos et South Caicos, ainsi que l'approvisionnement en électricité de Dellis Cay, dans les îles Turks et Caicos. Fortis Turks and Caicos sert plus de 9 000 clients, soit 85 % des consommateurs d'électricité des îles Turks et Caicos. Ses actifs réglementés comprennent 235 kilomètres de lignes de transport et de distribution. La société possède une capacité de production combinée alimentée au diesel de 54 MW et a répondu à une demande de pointe record de 29,6 MW en 2009.

La société a obtenu un taux de satisfaction globale de la clientèle de 95 % en 2009, par rapport à 79 % en 2008. L'amélioration de ce taux est redevable à la performance de la société lors du rétablissement du service après une tempête tropicale et un ouragan de force 4 en septembre 2008, à l'augmentation de la fiabilité du réseau et au lancement de nouveaux services à la clientèle, tels que le site Web de la société, la facturation électronique et les options de paiement de facture par Internet.

En 2009, les dépenses en immobilisations ont totalisé approximativement 23 millions \$, avant les apports de la clientèle. La construction de l'entrepôt central, pour 2 millions \$ US, et du centre d'entretien des véhicules, pour 0,9 million \$ US, conjuguée à la réingénierie des systèmes de gestion des bons de commande et des stocks de la société, a contribué significativement à améliorer les procédures de gestion matérielle. Plusieurs projets touchant l'infrastructure de la technologie de l'information (« TI ») ont été réalisés dans le but d'améliorer les communications internes et les capacités de production de l'information, dont le nouveau centre informatique de secours en cas de désastre de 0,4 million \$ US, l'installation d'un serveur de messagerie électronique, la mise à niveau du réseau et l'installation de liaisons par fibre optique entre les bureaux de la société, l'entrepôt central, le centre informatique de secours en cas de désastre et la centrale.

Deux groupes électrogènes Caterpillar, série 3612, sont entrés en service en mai 2009 au coût total de 8,3 millions \$ US, rehaussant de 6,6 MW la capacité de production installée du service public. Un contrat d'achat a été signé en juin avec Wärtsilä Finland OY à l'égard de deux unités de production au diesel ayant une puissance combinée d'environ 18 MW. La livraison des unités est prévue pour le milieu de 2010 et le début de 2011.

Le projet de réingénierie Bellamy, de 0,5 million \$ US, a été lancé en janvier dernier. Cette initiative vise à rationaliser les procédures internes d'exploitation et à mettre à niveau le système d'information financière de la société afin d'augmenter l'efficacité de l'exploitation dans l'ensemble, et à permettre l'implantation d'un système de gestion des immobilisations.

Le développement du système de gestion de l'environnement de la société a bien progressé en 2009. Les travaux de 0,6 million \$ US entrepris pour remettre en état la salle des machines du bâtiment sud et pour en atténuer les bruits sont terminés, et le niveau de bruit a diminué de façon

radicale à la centrale. Toutes les cheminées d'échappement ont été surélevées afin d'obtenir une dispersion de panache optimale, tel qu'il a été recommandé dans la vérification environnementale de la société. La construction a commencé au cours de la première phase de mise en place des systèmes de gestion des eaux souterraines, qui empêcheront l'infiltration des écoulements importants d'eau de pluie à partir des bâtiments.

Le perfectionnement des employés est une grande priorité pour Fortis Turks and Caicos. Pendant l'exercice, la société a offert de la formation au personnel de TI, de contrôle du crédit et d'exécution, et a fourni aux employés des occasions de gagner de l'expérience dans des activités semblables du groupe Fortis. Dans le cadre de son nouveau programme de bourses d'études, la société a accordé trois bourses pour des études en génie et une en comptabilité.



Dirigeants de Fortis Turks and Caicos (g-d) : Ruth Gardiner Forbes, v.-p., Finances et directrice des finances; Brian Walsh, v.-p., Exploitation; Eddinton Powell, président-directeur général; Allan Robinson, v.-p., Service à la clientèle et services généraux; Ernest Jackson, v.-p., Production et ingénierie.



La société a obtenu un taux de satisfaction globale de la clientèle de 95 % en 2009.

Fortis Generation comprend des actifs de production non réglementée au Belize, en Ontario, dans la région centrale de Terre-Neuve, en Colombie-Britannique et dans le nord de l'État de New York, d'une capacité combinée de production de 139 MW, dont 134 MW sont d'origine hydroélectrique.

BECOL est propriétaire et exploitante des centrales hydroélectriques Mollejon, de 25 MW, Chalillo, de 7 MW et, à compter de mars 2010, Vaca, de 19 MW, situées sur la rivière Macal, qui sont les plus importantes centrales du genre au Belize, en Amérique centrale. La production d'énergie a été plus élevée que la moyenne prévue, s'établissant à 180 GWh en 2009, contre 192 GWh en 2008, lorsque la production annuelle d'énergie a atteint un sommet grâce aux pluies plus abondantes que la moyenne. Le bureau météorologique du Belize a confirmé que l'équipement de régularisation des crues de la centrale Chalillo a considérablement réduit l'incidence des inondations causées par les fortes pluies de juillet sur les localités situées en aval.

La centrale Vaca, de 53 millions \$ US, sera mise en service en mars 2010. La centrale hydroélectrique au fil de l'eau, située à environ 5 kilomètres en aval de Mollejon, est la dernière des trois étapes du projet de harnachement de la rivière Macal. BECOL vend toute sa production à Belize Electricity en vertu de contrats d'achat d'électricité de 50 ans.

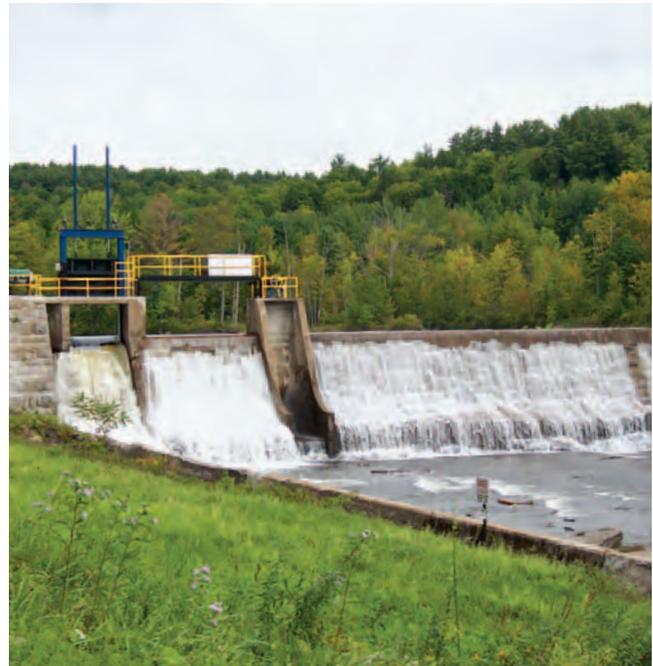
En Ontario, les activités non réglementées comprennent six petites centrales hydroélectriques dans l'est de l'Ontario d'une puissance combinée de 8 MW et une centrale de cogénération de 5 MW alimentée au gaz à Cornwall. À l'exception de la centrale de cogénération à Cornwall, l'électricité produite par ces centrales est vendue en Ontario aux prix du marché. Le droit d'usage de l'eau de la centrale hydroélectrique Rankine à Niagara Falls, correspondant à une puissance de 75 MW, expirera en avril prochain, à la fin d'un terme de cent ans.

La société en commandite Exploits River Hydro Partnership (la « société Exploits ») appartient à 51 % à Fortis Generation et à 49 % à AbitibiBowater Inc. (« Abitibi »). La société Exploits a été établie en 2001 et a lancé ses activités en 2003 après un ajout de capacité aux deux centrales hydroélectriques d'Abitibi dans la région centrale de Terre-Neuve. En décembre 2008, le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a fait passer une loi d'expropriation de la plupart des actifs d'Abitibi à Terre-Neuve, y compris les actifs de production d'électricité, dont

certaines comprennent les immobilisations de la société Exploits. Le gouvernement de la province a annoncé publiquement qu'il n'a pas l'intention de nuire aux affaires des prêteurs ou des partenaires indépendants d'Abitibi dans la province.

En Colombie-Britannique, l'actif de production non réglementée est la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Walden de 16 MW, près de Lillooet, qui a été acquise en mai 2004 avec les autres actifs de FortisBC. La centrale vend toute sa production à BC Hydro en vertu d'un contrat à long terme.

Dans le nord de l'État de New York, les actifs de production non réglementée comprennent quatre centrales hydroélectriques, à Moose River, Philadelphie, Dolgeville et Diana. Les centrales ont une puissance combinée d'environ 23 MW. La production d'énergie annuelle moyenne de 85 GWh de ces centrales modernes est vendue en gros en vertu d'une série de contrats renouvelables.



Fortis Generation possède une capacité combinée de production de 139 MW, dont 134 MW sont d'origine hydroélectrique.



La centrale hydroélectrique Vaca de 19 MW, qui est située sur la rivière Macal au Belize et qui a coûté 53 millions \$ US, sera mise en service en mars 2010.

Fortis Properties possède et exploite 21 hôtels comptant plus de 4 100 chambres, dans huit provinces canadiennes, et environ 2,8 millions de pieds carrés d'espace pour bureaux d'affaires et commerces de détail situés surtout dans les provinces atlantiques canadiennes.

La division hôtelière a souffert en 2009 de la récession économique mondiale. Le revenu par chambre disponible a diminué de 4,8 % par rapport à l'exercice précédent, pour s'établir à 76,55 \$, principalement à cause de la baisse du taux d'occupation. Une stratégie de gestion des coûts vigoureuse a été mise en œuvre afin d'atténuer les pressions sur les revenus résultant de la récession économique. Le revenu national par chambre disponible a fléchi de 12,3 % en 2009 en regard de l'exercice précédent.

Fortis Properties a acquis l'hôtel Holiday Inn Select Windsor de 214 chambres en Ontario pour 7 millions \$ en avril 2009. L'hôtel offre des chambres standard, des suites et des chambres studios et compte plus de 14 000 pieds carrés de salles de réunion et de banquet. En 2009 ont été entreprises des dépenses en immobilisations de 4,1 millions \$ échelonnées sur quatre ans, destinées à effectuer des rénovations intérieures, comprenant l'installation d'un système d'extincteurs automatiques à eau, et des améliorations extérieures.

Quelque 3,2 millions \$ ont été investis dans les rénovations du hall et des chambres du Sheraton Hotel Newfoundland. L'important plan d'amélioration des immobilisations de l'hôtel se poursuivra tout au long de 2011, alors que les chambres d'hôte, les points de vente de boissons et d'aliments et les salles de réunion seront rénovés.

La nouvelle tour de 70 chambres du Holiday Inn Express Kelowna a ouvert ses portes en février 2010. Elle comprend des chambres studios, des suites d'affaires et des suites familiales, deux glissades d'eau intérieures et environ 4 500 pieds carrés de salles de réunion.

La division immobilière a maintenu son rendement stable, grâce à l'accent mis sur la qualité du service à la clientèle et la conclusion de baux à long terme avec des locataires de qualité. Le taux d'occupation était de 96,2 % à la fin de l'exercice, surpassant le taux national de 90,2 %. La plupart des propriétés importantes de la société ont connu un taux d'occupation maximal. Des investissements d'environ 2,9 millions \$ ont porté sur l'amélioration et l'entretien des immobilisations et sur les améliorations locatives.

Des solutions technologiques ont été mises en œuvre pour améliorer la productivité et fournir un service optimal à la clientèle. La phase I d'un nouveau système de gestion des ressources humaines et de la paie a été réalisée, ce qui a permis de faire des gains d'efficacité opérationnelle et d'appuyer la croissance organisationnelle future.

Fortis Properties s'est vu décerner trois prix par la Building Owners and Managers Association de Terre-Neuve-et-Labrador : le prix Pinnacle pour le service à la clientèle, le prix excellence – équipe de l'année et le prix édifice à bureaux de l'année pour Cabot Place.

Tous les hôtels de Fortis Properties sont certifiés par le *Programme d'éco-notation Clé verte* de l'Association des hôtels du Canada, qui reconnaît les hôtels, les motels et les centres de villégiature engagés à améliorer leur rendement sur les plans financier et environnemental.



Dirigeants de Fortis Properties (g-d) : Nora Duke, présidente-directrice générale; Jamie Roberts, v.-p., Finances et directeur des finances; Terry Chaffey, v.-p., Immobilier.



La nouvelle tour de 70 chambres du Holiday Inn Express Kelowna a ouvert ses portes en février 2010.

Récemment, Fortis Properties et ses employés ont été honorés à deux reprises par le secteur touristique. L'hôtel Delta Brunswick a reçu le prix humanitaire de l'Association des hôtels du Canada pour son engagement envers la collectivité et son leadership au sein de la collectivité. Cette distinction est accordée à une entreprise qui a fait preuve de dévouement et d'écoute des besoins de la collectivité par son bénévolat, ses dons et son leadership au sein de la collectivité. La société a également obtenu le prix du président pour l'Amérique du Nord de Starwood Hotels and Resorts Worldwide, Inc., propriétaire des marques Sheraton et Four Points by Sheraton. Ce prix est attribué à des propriétaires d'hôtel qui démontrent un fort leadership et un engagement constant à l'égard d'une vision partagée de la réussite communautaire, à la manière de la marque Starwood.

## Notre collectivité



Les employés de Fortis veulent contribuer à améliorer la qualité de vie dans les collectivités où nous œuvrons et travaillons.

Nous avons un esprit d'équipe, le sens communautaire et des employés motivés. Les employés de Fortis montrent leur dévouement en ouvrant leur cœur et en remontant leurs manches pour améliorer la qualité de vie des collectivités où nous œuvrons et travaillons. En 2009, le groupe Fortis a distribué plus de 3 millions \$ de dons, en argent ou en nature, à des causes communautaires afin d'aider à créer un monde meilleur.

Voici quelques causes auxquelles nous avons été fiers de participer au cours de l'exercice :

Terasen a prêté main-forte à l'alevinière de Tynehead, exploitée par l'organisme sans but lucratif Serpentine Enhancement Society, à Surrey, en Colombie-Britannique, pour célébrer le Jour de la Terre. Les bénévoles ont déversé des alevins de saumon quinnat et rempli des tâches de jardinage et de peinture.

Les employés de FortisAlberta ont recueilli des dons importants pour huit Centraide locaux. La campagne *United for a Cause* de 2009 de la société a permis d'obtenir 181 000 \$ pour améliorer la qualité de vie de personnes et de familles partout en Alberta.

Les employés de FortisBC et leur famille ont contribué à faire un succès de l'initiative *Great Canadian Shoreline Cleanup*, en ramassant environ 2 500 kilogrammes de déchets sur le rivage du fleuve Columbia dans le centre-ville de Trail, en Colombie-Britannique.

Newfoundland Power a versé quelque 165 000 \$ au projet *The Power of Life*. Cinq chaises de chimiothérapie ont été offertes au centre anticancéreux de la région occidentale et un chauffe-couverture au centre anticancéreux de Burin.



Randonnée à vélo *Big Bike Ride* de la Fondation des maladies du cœur.

Maritime Electric a été l'un des cinq *Amis des Jeux du Canada de 2009*, versant à ce titre une contribution totale de 250 000 \$ à l'événement sportif et culturel national qui a eu lieu à l'Île-du-Prince-Édouard.

FortisOntario a donné 15 000 \$ pour l'installation d'un éclairage éconergétique au nouveau planchodrome de Fort Erie et 10 000 \$ au projet d'embellissement de l'éclairage de King Street de la ville de Gananoque.

Belize Electricity a été l'un des principaux commanditaires du quatrième festival annuel *Belize Band Fest*, qui permet aux jeunes de montrer leur talent musical.

Caribbean Utilities a accueilli 36 étudiants des niveaux secondaire et collégial dans le cadre de son programme de travail d'été de 2009.

Fortis Turks and Caicos a été le principal commanditaire du nouveau *Bright Community Park*, principal parc public à vocation récréative et environnementale de Providenciales.

Fortis Properties a contribué à amasser 67 000 \$ pour la *Fondation rêves d'enfants du Canada* au cours d'un souper et d'une vente aux enchères silencieuse ayant eu lieu au Sheraton Hotel Newfoundland.



Jeux du Canada de 2009

# Rapport de gestion

Daté du 2 mars 2010

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés et les notes y afférentes figurant dans le rapport annuel de Fortis Inc. (« Fortis » ou « la Société ») pour l'exercice 2009. Le rapport de gestion a été préparé conformément au Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue. L'information financière présentée dans le rapport de gestion a été préparée selon les principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR du Canada ») et elle est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire.

*Fortis inclut dans le rapport de gestion des énoncés prospectifs au sens prévu par les lois sur les valeurs mobilières applicables du Canada (« énoncés prospectifs »). Les énoncés prospectifs reflètent les attentes de la direction à l'égard de la croissance future, des résultats d'exploitation, du rendement, des perspectives et des occasions d'affaires de la Société et peuvent ne pas convenir à d'autres circonstances. Tous les énoncés prospectifs sont formulés sous réserve des dispositions d'exonération des lois canadiennes sur les valeurs mobilières applicables. Les termes « anticiper », « s'attendre à », « avoir l'intention de », « croire », « estimer », « prévoir » et autres expressions semblables et des verbes au futur et au conditionnel ont été utilisés pour désigner les énoncés prospectifs, bien que l'ensemble des énoncés prospectifs ne comporte pas ces termes. Les énoncés prospectifs reflètent les opinions actuelles de la direction et sont fondés sur les renseignements dont dispose actuellement la direction de la Société. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport de gestion portent entre autres sur : la hausse prévue de la production annuelle moyenne d'énergie obtenue de la rivière Macal au Belize par la centrale hydroélectrique Vaca; le calendrier prévu des décisions réglementaires; la croissance négligeable des ventes d'électricité prévue pour les entreprises de services publics réglementés de la Société dans les Caraïbes en 2010; la présomption que la croissance interne des produits de la division hôtelière de Fortis Properties sera de nouveau entravée en 2010; les dépenses en immobilisations brutes consolidées prévues pour 2010 et globalement pour la période de cinq ans de 2010 à 2014; la nature, le calendrier et le montant de certains projets d'investissement et leurs coûts prévus ainsi que leur délai de réalisation; les répercussions prévues sur Fortis du repli économique; l'absence prévue d'une baisse importante des flux de trésorerie d'exploitation consolidés annuels en 2010 par suite du repli économique; la capacité prévue des filiales d'obtenir les fonds nécessaires au financement de leurs programmes d'investissement de 2010; la capacité prévue de la Société et de ses entreprises de services publics de conserver un accès raisonnable à du capital à court et à moyen terme; les échéances et les remboursements de la dette à long terme consolidée prévus en 2010 et en moyenne, annuellement, au cours des cinq prochains exercices; l'absence prévue d'une augmentation importante des intérêts débiteurs consolidés ou des frais associés aux facilités de crédit renouvelées et prorogées en 2010; l'absence prévue d'un déclassement important à court terme des notes de solvabilité; l'incidence prévue d'une variation du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien sur le résultat de base par action ordinaire en 2010; l'incidence estimée qu'une baisse des produits à la division hôtelière de Fortis Properties aurait sur le résultat de base par action ordinaire; la présomption que les contreparties aux contrats de dérivés sur gaz naturel des sociétés Terasen Gas continueront de respecter leurs obligations; et la hausse prévue des coûts nets consolidés des régimes de retraite à prestations déterminées en 2010. Les prévisions et projections qui sous-tendent les énoncés prospectifs sont fondées sur des hypothèses qui comprennent, sans s'y limiter : la réception des approbations réglementaires nécessaires et des ordonnances tarifaires demandées; l'absence de perturbations de service ou de passifs environnementaux importants attribuables à un sinistre ou à un bouleversement de l'environnement résultant de conditions climatiques difficiles, d'autres phénomènes naturels ou des événements majeurs; la capacité continue de la Société à entretenir ses réseaux de gaz et d'électricité afin d'assurer leur rendement continu; l'absence de baisse marquée des dépenses en immobilisations en 2010; l'absence de repli important et prolongé de la conjoncture économique; des liquidités et des sources de financement suffisantes; le maintien de mécanismes réglementaires approuvés permettant de transférer les coûts du gaz naturel et de l'approvisionnement énergétique dans les tarifs imposés à la clientèle; la capacité continue de couvrir l'exposition à la variation des taux d'intérêt, des taux de change et des prix du gaz naturel; l'absence de volatilité importante des taux d'intérêt; l'absence de défauts importants de la part de contreparties; la concurrence constante des prix du gaz naturel par rapport à ceux de l'électricité et d'autres sources d'énergie alternatives; la disponibilité ininterrompue de l'approvisionnement en gaz naturel; la capacité continue de capitaliser les régimes de retraite à prestations déterminées; l'absence de modifications importantes des plans énergétiques gouvernementaux et des lois environnementales qui pourraient avoir une incidence importante sur l'exploitation et les flux de trésorerie de la Société et de ses filiales; le maintien de couvertures d'assurance adéquates; la capacité à obtenir et à maintenir des licences et permis; la conservation des territoires de service existants; aucune baisse marquée des prix de l'énergie sur le marché; l'entretien de l'infrastructure de technologie de l'information; des relations favorables avec les Premières nations; des relations de travail favorables; et des ressources humaines suffisantes pour offrir des services et mettre en œuvre le programme d'investissement. Les énoncés prospectifs sont assujettis à des risques, incertitudes et autres facteurs pouvant altérer considérablement les résultats réels par rapport aux résultats historiques ou aux résultats prévus selon les énoncés prospectifs. Les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats ou événements s'écartent des prévisions actuelles comprennent, sans s'y restreindre : le risque lié à la réglementation; les risques liés à l'exploitation et à l'entretien; la conjoncture économique; le risque lié aux sources de financement et à la situation de trésorerie; les conditions météorologiques et le caractère saisonnier; le risque lié au prix des marchandises; les instruments financiers dérivés et les couvertures; le risque de taux d'intérêt; le risque de contreparties; le caractère concurrentiel du gaz naturel; l'approvisionnement en gaz naturel; les besoins de rendement et de capitalisation des régimes de retraite à*



Barry Perry, v.-p., Finances et directeur des finances, Fortis Inc.

*prestations déterminées; les risques liés au développement de la franchise Terasen Gas (Vancouver Island) Inc.; le plan énergétique du gouvernement de la Colombie-Britannique; les risques environnementaux; le risque lié aux assurances; la perte de licences et de permis; la perte d'un territoire de service; les prix de l'énergie sur le marché; la modification des hypothèses et prévisions actuelles en ce qui a trait au basculement aux Normes internationales d'information financière; les modifications aux lois fiscales; l'infrastructure de la technologie de l'information; un règlement ultime de l'expropriation des actifs de la société en commandite Exploits River Hydro Partnership divergeant des prévisions actuelles de la direction; une issue inattendue des poursuites intentées à la Société; les relations avec les Premières nations; les relations de travail et les ressources humaines. Pour des renseignements additionnels à l'égard de ces facteurs de risque, se reporter aux documents d'information continue de la Société déposés de temps à autre auprès des organismes canadiens de réglementation en valeurs mobilières, y compris les facteurs décrits à la rubrique « Gestion du risque d'affaires » du présent rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009.*

*L'ensemble des énoncés prospectifs du rapport de gestion est visé par ces mises en garde et, à moins que la loi ne l'exige, la Société décline toute obligation de mettre à jour ou de réviser l'information prospective, que ce soit en raison de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement après la date des présentes.*

### Aperçu de l'entreprise et stratégie

Fortis, la plus importante société ouverte de services publics de distribution du Canada, sert environ 2 100 000 consommateurs de gaz et d'électricité. Les sociétés réglementées qu'elle détient comprennent des entreprises de services publics d'électricité dans cinq provinces canadiennes et trois pays des Caraïbes, et une entreprise de services publics de gaz naturel en Colombie-Britannique. Fortis possède par ailleurs des actifs de production non réglementée, surtout des installations hydroélectriques, un peu partout au Canada, ainsi qu'au Belize et dans le nord de l'État de New York, de même que des hôtels et des espaces pour bureaux d'affaires et pour commerces de détail au Canada. En 2009, les réseaux de distribution d'électricité de la Société ont répondu à une demande de pointe d'électricité combinée de 5 986 mégawatts (« MW »), et ses réseaux de distribution de gaz ont répondu à une demande de pointe quotidienne de 1 234 térajoules (« TJ »).

Fortis vise à être le leader mondial dans les secteurs des services publics réglementés dans lesquels elle exerce ses activités et à être le fournisseur de services dominant dans ses zones de service. Fortis a adopté une stratégie de croissance rentable, le résultat par action ordinaire étant retenu comme principale mesure du rendement. La Société cherche avant tout à réaliser les occasions de croissance interne dans ses activités existantes. En outre, Fortis aspire à la croissance rentable au moyen d'acquisitions.

Les entreprises de services publics réglementés de la Société ont pour objectifs principaux l'exploitation de réseaux de distribution de gaz et d'électricité solides, la livraison sécuritaire et fiable de gaz et d'électricité à la clientèle au coût raisonnable le plus bas possible, et la conduite des affaires de façon responsable sur le plan environnemental. Les activités de services publics, qui constituent le principal secteur d'activité de la Société, sont très réglementées. Fortis isole ses entreprises de services publics par zones de franchise et, selon des exigences d'ordre réglementaire, en fonction de la nature des actifs. Les secteurs d'exploitation de la Société sont les suivants : i) entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada, ii) entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada, iii) entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes, iv) activités non réglementées – Fortis Generation, v) activités non réglementées – Fortis Properties et vi) siège social et autres. Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés de la Société est calculé surtout en appliquant les méthodes fondées sur le coût du service et le taux de rendement. Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés au Canada est habituellement exposé aux variations de taux d'intérêt associées aux mécanismes d'établissement des tarifs.

Fortis investit dans la production non réglementée d'une part, et dans des espaces pour bureaux d'affaires et pour commerces de détail et des hôtels d'autre part, deux secteurs d'activité qui sont traités distinctement. Les actifs de production non réglementée de la Société sont en exploitation dans trois pays et présentent une capacité de production combinée de 139 MW, principalement d'origine hydroélectrique. À l'exception des activités de production hydroélectrique non réglementée au Belize et en Colombie-Britannique, les installations de production non réglementée de la Société sont détenues ou gérées par Fortis Properties, de sorte à assurer des pratiques d'exploitation uniformes, à tirer profit de l'expertise dans tous les territoires et à réaliser des projets hydroélectriques non réglementés. Les investissements de la Société dans des actifs non réglementés fournissent une flexibilité financière, fiscale et réglementaire et rehaussent le rendement pour les actionnaires.

La répartition des activités entre ces différents secteurs isolables de la Société permet à la haute direction d'estimer le rendement de chaque secteur et d'évaluer sa contribution aux objectifs à long terme de la Société. Chaque secteur isolable fonctionne de manière autonome et est responsable de ses profits et de ses pertes, ainsi que de l'affectation de ses propres ressources.

Les activités de chaque secteur isolable de la Société sont décrites ci-après.

### Entreprises de services publics réglementés

Le résumé qui suit présente la participation de la Société dans les différentes entreprises de services publics réglementés de gaz et d'électricité au Canada et dans les Caraïbes :

#### Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada

Les sociétés Terasen Gas se composent de Terasen Gas Inc. (« TGI »), de Terasen Gas (Vancouver Island) Inc. (« TGV I ») et de Terasen Gas (Whistler) Inc. (« TGWI »).

TGI est la plus importante société de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique et sert environ 839 000 clients des secteurs résidentiel, commercial et industriel dans un rayon de service qui s'étend de Vancouver à la vallée du Fraser et à l'intérieur de la Colombie-Britannique.

TGVI possède et exploite le gazoduc qui transporte du gaz naturel, qui s'étend depuis la région du grand Vancouver à travers le détroit de Georgia jusqu'à l'île de Vancouver, ainsi que le réseau de distribution sur l'île de Vancouver et le long de la Sunshine Coast (Colombie-Britannique). Elle sert environ 98 000 clients résidentiels, commerciaux et industriels.

En plus de fournir des services de transport et de distribution à leur clientèle, TGI et TGVI achètent du gaz naturel pour le bénéfice d'une clientèle surtout résidentielle et commerciale. Le gaz naturel acheté provient surtout de la région nord-est de la Colombie-Britannique et, au moyen du pipeline Southern Crossing de TGI, de l'Alberta.

TGWI possède et exploite le réseau de distribution de gaz naturel récemment converti dans la Municipalité touristique de Whistler (« Whistler »), en Colombie-Britannique, qui assure le service à environ 2 600 clients résidentiels et commerciaux.

### Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada

- a. *FortisAlberta* : FortisAlberta possède et exploite le réseau de distribution d'électricité d'une partie importante du sud et du centre de l'Alberta, servant quelque 480 000 clients.
- b. *FortisBC* : Comprend FortisBC Inc., société de services publics d'électricité intégrée œuvrant dans l'intérieur méridional de la Colombie-Britannique, servant directement et indirectement environ 159 000 clients. FortisBC Inc. possède quatre centrales hydroélectriques, dont la puissance combinée s'élève à 223 MW. La part attribuable à FortisBC du secteur isolable des services publics réglementés d'électricité au Canada englobe également les services d'exploitation, d'entretien et de gestion de la centrale hydroélectrique Waneta de 493 MW, propriété de Teck Cominco Metals Ltd., de la centrale hydroélectrique Brilliant de 149 MW et des installations d'agrandissement de la centrale Brilliant de 120 MW, toutes deux propriété conjointe de Columbia Power Corporation et de Columbia Basin Trust (« CPC/CBT »), de la centrale hydroélectrique Arrow Lakes de 185 MW, propriété de CPC/CBT, et du réseau de distribution électrique dont la ville de Kelowna est propriétaire.
- c. *Newfoundland Power* : Newfoundland Power est le principal distributeur d'électricité à Terre-Neuve, servant plus de 239 000 clients. Newfoundland Power possède une capacité de production installée de 140 MW, dont 97 MW d'origine hydroélectrique.
- d. *Autres entreprises de services publics au Canada* : Comprennent Maritime Electric et FortisOntario. Maritime Electric est le principal distributeur d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard, servant environ 74 000 clients. Maritime Electric possède aussi sur l'île des centrales d'une puissance combinée de 150 MW. FortisOntario fournit un service public d'électricité intégré à quelque 64 000 clients de Fort Erie, de Cornwall, de Gananoque, de Port Colborne et du district d'Algoma, en Ontario. FortisOntario exploite la Compagnie canadienne d'énergie Niagara Inc. (« Énergie Niagara »), Cornwall Street Railway, Light and Power Company, Limited (« Cornwall Electric ») et, depuis octobre 2009, Algoma Power Inc. (« Algoma Power »). Les comptes d'Énergie Niagara comprennent les activités de distribution d'électricité de Port Colborne Hydro Inc. (« Port Colborne Hydro »), qui ont été louées de la ville de Port Colborne en vertu d'un bail de dix ans échéant en avril 2012. FortisOntario possède également une participation respective de 10 % dans Westario Power Inc., Rideau St. Lawrence Holdings Inc. et Grimsby Power Inc. (« Grimsby Power »), trois sociétés régionales de distribution d'électricité servant approximativement 38 000 clients.

### Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes

- a. *Belize Electricity* : Belize Electricity est la principale société de distribution d'électricité au Belize, en Amérique centrale, servant environ 76 000 clients. La société possède une capacité de production installée de 34 MW. Fortis détient une participation conférant le contrôle d'environ 70 % dans Belize Electricity.
- b. *Caribbean Utilities* : Caribbean Utilities est l'unique fournisseur d'électricité sur l'île Grand Caïman, aux îles Caïmans, servant plus de 25 000 clients. La société possède une capacité de production installée de 153 MW. Fortis détient une participation lui conférant le contrôle d'environ 59 % dans Caribbean Utilities. Caribbean Utilities est une société ouverte cotée à la Bourse de Toronto (TSX : CUP.U). Auparavant, l'exercice de Caribbean Utilities se terminait le 30 avril; par conséquent, jusqu'au troisième trimestre de 2008 inclusivement, ses états financiers étaient consolidés dans les états financiers de Fortis avec un décalage de deux mois. En 2008, Caribbean Utilities a déplacé sa date de fin d'exercice au 31 décembre, ce qui a permis d'éliminer le décalage de deux mois dans la consolidation de ses résultats financiers.
- c. *Fortis Turks and Caicos* : Comprend P.P.C. Limited et Atlantic Equipment & Power (Turks and Caicos) Ltd. Fortis Turks and Caicos est la principale société de distribution d'électricité des îles Turks et Caicos, servant plus de 9 000 clients. La société possède une capacité de production combinée au diesel de 54 MW.

## Activités non réglementées – Fortis Generation

Les actifs de production électrique non réglementée de la Société sont les suivants, selon leur emplacement :

- a. *Belize* : Ces activités sont constituées des centrales de production hydroélectriques Mollejon, de 25 MW, Chalillo, de 7 MW, et, à compter de mars 2010, Vaca, de 19 MW, situées au Belize. La production de ces installations est vendue en totalité à Belize Electricity en vertu de contrats d'achat d'électricité de 50 ans échéant en 2055 et 2060. Les centrales hydroélectriques du Belize sont exploitées par Belize Electric Company Limited (« BECOL »), filiale en propriété exclusive indirecte de la Société, en vertu d'un contrat de concession conclu avec le gouvernement du Belize.
- b. *Ontario* : Les installations comprennent six petites centrales hydroélectriques dans l'est de l'Ontario d'une puissance combinée de 8 MW et une centrale de cogénération de 5 MW alimentée au gaz à Cornwall. Le droit d'usage de l'eau correspondant à une puissance de 75 MW lié à la centrale hydroélectrique Rankine, à Niagara Falls, a expiré le 30 avril 2009, à la fin d'un terme de cent ans.
- c. *Région centrale de Terre-Neuve* : Par l'intermédiaire de la société en commandite Exploits River Hydro Partnership (la « société Exploits »), partenariat entre la Société, par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive Fortis Properties, et AbitibiBowater Inc. (« Abitibi »), deux centrales hydroélectriques d'Abitibi situées dans la région centrale de Terre-Neuve ont été équipées d'une puissance additionnelle de 36 MW. Fortis Properties détient une participation directe de 51 % dans la société Exploits, et Abitibi détient la participation résiduelle de 49 %. La société Exploits vend sa production à Newfoundland and Labrador Hydro (« Newfoundland Hydro ») en vertu d'un contrat d'achat d'électricité de 30 ans venant à échéance en 2033. Depuis le 12 février 2009, Fortis a cessé de comptabiliser son placement dans la société Exploits selon la méthode de la consolidation. Pour plus de renseignements sur la société Exploits, se reporter à la rubrique « Estimations comptables critiques – Événualités » du présent rapport de gestion.
- d. *Colombie-Britannique* : Les installations se composent de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Walden, d'une puissance de 16 MW, située près de Lillooet, en Colombie-Britannique. La centrale vend la totalité de sa production à BC Hydro en vertu d'un contrat à long terme échéant en 2013.
- e. *Nord de l'État de New York* : Les installations regroupent quatre centrales hydroélectriques d'une puissance combinée d'environ 23 MW, situées dans le nord de l'État de New York, exploitées sous licence, de la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis. Dans le nord de l'État de New York, les activités hydroélectriques sont menées par FortisUS Energy Corporation (« FortisUS Energy »), filiale en propriété exclusive indirecte de la Société.

## Activités non réglementées – Fortis Properties

Fortis Properties possède et exploite 21 hôtels comptant plus de 4 100 chambres, dans huit provinces canadiennes, et environ 2,8 millions de pieds carrés d'espace pour bureaux d'affaires et pour commerces de détail, principalement dans les provinces atlantiques canadiennes.

## Siège social et autres

Le secteur Siège social et autres permet de saisir les éléments de charges et de produits qui ne sont pas précisément liés à un secteur isolable. Ce secteur comprend des frais financiers, notamment les intérêts sur la dette engagée directement par Fortis et Terasen Inc. (« Terasen »), et les dividendes sur les actions privilégiées classées comme passif à long terme; les dividendes sur les actions privilégiées classées comme capitaux propres; d'autres dépenses du siège social, incluant les coûts d'exploitation de Fortis et de Terasen, déduction faite des recouvrements de filiales; les intérêts créditeurs et produits divers, ainsi que les impôts sur les bénéfices des sociétés.

Ce secteur inclut aussi les résultats financiers de la société en commandite CustomerWorks Limited Partnership (« CWLP »). CWLP est une entreprise de services partagés non réglementée dans laquelle Terasen détient une participation de 30 %. En partenariat avec Enbridge Inc., CWLP offre des services de point de chute de service à la clientèle, de lecture des compteurs, de facturation, d'évaluation du crédit, de soutien et de perception aux sociétés Terasen Gas et à plusieurs autres petites entreprises tierces. Les résultats financiers de CWLP sont comptabilisés selon la méthode de la consolidation proportionnelle. Les résultats financiers de Terasen Energy Services Inc. (« TES ») sont aussi présentés dans le secteur Siège social et autres. TES est une filiale en propriété exclusive non réglementée de Terasen qui propose des solutions d'énergies alternatives.

## Faits saillants financiers

Pour les exercices terminés les 31 décembre	2009	2008	Écart
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires (en millions \$)	262	245	17
Résultat de base par action ordinaire (\$)	1,54	1,56	(0,02)
Résultat dilué par action ordinaire (\$)	1,51	1,52	(0,01)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	170,2	157,4	12,8
Produits d'exploitation (en millions \$)	3 637	3 903	(266)
Dividendes versés par action ordinaire (\$)	1,04	1,00	0,04
Taux de rendement fondé sur la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires (%)	8,4	8,7	(0,3)
Total de l'actif (en millions \$)	12 160	11 166	994
Flux de trésorerie d'exploitation (en millions \$)	637	661	(24)

**Acquisitions :** En octobre 2009, FortisOntario a conclu l'acquisition de Great Lakes Power Distribution Inc., renommée par la suite Algoma Power, pour un prix d'achat global de 75 millions \$. Algoma Power est une société réglementée de distribution d'électricité qui sert environ 12 000 clients du district d'Algoma dans le nord de l'Ontario.

En juin 2009, FortisOntario a acquis une participation de 10 % dans Grimsby Power pour environ 1 million \$. Grimsby Power est une société réglementée de distribution d'électricité qui sert environ 10 000 clients au sein d'un territoire de service situé tout près des installations de FortisOntario à Fort Erie.

En avril 2009, Fortis Properties a acquis en Ontario le Holiday Inn Select Windsor, qui compte 214 chambres, pour un montant d'environ 7 millions \$.

En novembre 2008, Fortis Properties a fait l'acquisition du Sheraton Hotel Newfoundland pour environ 22 millions \$, augmentant de 301 chambres la capacité d'accueil de ses installations hôtelières et de 16 000 pieds carrés l'espace destiné à la tenue de réunions.

**Tendances et risques principaux :** L'acquisition de Terasen en mai 2007, qui a presque doublé la taille de l'actif de la Société, procure à Fortis une plateforme pour acquérir des entreprises de services publics réglementés de plus grande envergure au Canada et aux États-Unis. Les principales cibles seront vraisemblablement des sociétés ouvertes américaines de services publics, compte tenu du nombre limité de possibilités d'acquérir des actifs de services publics réglementés de gaz naturel et d'électricité de sociétés ouvertes au Canada.

Les taux d'intérêt à long terme d'une faiblesse persistante au Canada ont eu une incidence négative sur les taux de rendement des capitaux propres en actions ordinaires (« RCP ») autorisés, établis au moyen d'une formule par chacune des quatre principales entreprises de services publics réglementés de la Société. Par contre, plusieurs organismes de réglementation canadiens ont révisé le coût en capital des entreprises de services publics qu'ils réglementent et ont établi des RCP autorisés plus élevés pour 2010 que ceux qui auraient été fixés en vertu des anciennes formules d'ajustement automatique du RCP. Le tableau qui suit fait état des tendances caractérisant les RCP autorisés pour chacune des quatre principales entreprises de services publics réglementés de la Société.

### RCP autorisés par les organismes de réglementation

(%)	2006	2007	2008	2009	2010
TGI	8,80	8,37	8,62	8,47/9,50 <sup>1)</sup>	9,50
FortisAlberta	8,93	8,51	8,75	9,00 <sup>2)</sup>	9,00 <sup>2)</sup>
FortisBC	9,20	8,77	9,02	8,87	9,90
Newfoundland Power	9,24	8,60	8,95	8,95	9,00

<sup>1)</sup> Fixé à 9,50 %, depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2009.

<sup>2)</sup> Fixé pour 2009, 2010 et, de façon provisoire, pour 2011.

L'incidence de la baisse des RCP autorisés sur le résultat consolidé de la Société ces dernières années a été atténuée par les bénéfices attribuables à la croissance des bases tarifaires et des ventes d'énergie ainsi que par la réalisation d'économies au chapitre des charges d'exploitation.

Une part importante des activités de Fortis servent les économies des provinces de l'Ouest canadien, qui ont connu une croissance plus rapide que les autres régions du Canada. Au 31 décembre 2009, les actifs de services publics réglementés représentaient 93 % du total de l'actif (92 % au 31 décembre 2008) et les actifs de services publics réglementés de l'Ouest canadien correspondaient à 75 % de l'actif réglementaire total (74 % au 31 décembre 2008). La croissance interne du bénéfice tiré des entreprises de services publics réglementés de la Société au Canada devrait donc découler essentiellement de la croissance de la base tarifaire de FortisAlberta, de FortisBC et des sociétés Terasen Gas. Les autres entreprises de services publics réglementés d'électricité de la Société au Canada, soit Newfoundland Power, Maritime Electric et FortisOntario, devraient afficher une croissance plus lente de leurs bénéfices.

Les actifs réglementaires dans les Caraïbes, en pourcentage du total des actifs réglementés de la Société, étaient de 8 % au 31 décembre 2009 (10 % au 31 décembre 2008). En général, le taux de rendement réglementé sur l'actif de la base tarifaire (« RAB ») est plus élevé dans la région des Caraïbes qu'au Canada. Le rendement plus élevé est corrélé aux risques d'exploitation plus élevés liés à des facteurs économiques et politiques et aux conditions climatiques locales. Toutefois, les RAB autorisés pour Caribbean Utilities et Belize Electricity ont été abaissés en 2008 en raison de la négociation de nouvelles licences par Caribbean Utilities et de l'incidence d'une décision de réglementation tarifaire à l'égard de Belize Electricity. La croissance économique a été forte dans les territoires de services de la Société de la région des Caraïbes; par contre, le repli économique a plombé la croissance des ventes en 2009 et devrait avoir le même effet en 2010. En outre, les activités de la Société dans les Caraïbes sont exposées au risque d'ouragan. Fortis souscrit des polices d'assurance auprès de tiers pour atténuer l'incidence de dommages éventuels causés par les ouragans sur ses activités et les interruptions des affaires connexes.

Le principal risque d'affaires de Fortis est le risque lié à la réglementation. À l'exception des sociétés Terasen Gas et de FortisBC, qui sont régies par le même organisme de réglementation, les autres services publics de la Société sont réglementés par des organismes différents. Les relations avec les organismes de réglementation sont gérées à l'échelle locale et sont généralement positives. Cependant, la relation de Belize Electricity avec son organisme de réglementation est devenue tendue en 2008 lorsque ce dernier a rendu une décision rejetant des coûts antérieurement engagés pour l'électricité achetée et le combustible et abaissant le RAB réglementé. La décision a eu et continue d'avoir une incidence négative sur la santé financière de Belize Electricity. Bien qu'une décision réglementaire défavorable puisse avoir des répercussions importantes sur la capacité d'une entreprise de services publics de récupérer le coût de prestation de ses services et d'atteindre un taux de rendement raisonnable, l'incidence sur la Société dans son ensemble serait atténuée par la diversité de ses activités sur le plan géographique et réglementaire. Le total de l'actif de Belize Electricity représente environ 2 % du total de l'actif de la Société.

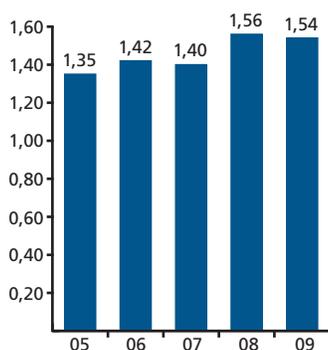
Au Canada, des accords de règlement négociés approuvés par les organismes de réglementation ont été conclus à l'égard des tarifs de gaz naturel imposés à la clientèle des sociétés Terasen Gas pour 2010 et 2011 et à l'égard des tarifs d'électricité imposés à la clientèle de FortisBC pour 2010. La conclusion d'accords de règlement négociés approuvés par les organismes de réglementation élimine le coût des processus d'audiences publiques.

Les entreprises de services publics réglementés de gaz et d'électricité de la Société ont besoin d'un accès ininterrompu à des capitaux à long terme pour financer les investissements dans l'infrastructure nécessaires afin de servir les clients. Les capitaux à long terme requis pour mener à bien les programmes d'investissement des filiales sont essentiellement mobilisés au niveau des entreprises de services publics réglementés. Les filiales émettent des titres de créance principalement selon des termes variant entre 10 et 30 ans. Au 31 décembre 2009, environ 81 % de la dette à long terme consolidée et des obligations liées aux contrats de location-acquisition comportaient des échéances à plus de cinq ans. Afin de s'assurer un accès ininterrompu à des capitaux et à des liquidités suffisantes pour financer leurs programmes d'investissement et leurs besoins de fonds de roulement, la Société et ses filiales disposent de facilités de crédit d'environ 2,2 milliards \$, dont quelque 1,4 milliard \$ étaient inutilisés au 31 décembre 2009. Étant donné leur très bonne notation et leur structure du capital prudente, la Société et ses entreprises de services publics prévoient conserver un accès raisonnable à du capital à long terme en 2010.

Le dividende par action ordinaire a été porté à 1,04 \$ en 2009. L'augmentation de 7,7 % du dividende par action ordinaire trimestriel, qui passe de 26 cents à 28 cents à compter du premier trimestre de 2010, donne lieu à un dividende annualisé de 1,12 \$ et porte à 37 années consécutives le record de la Société quant aux augmentations annuelles du dividende par action ordinaire, soit le plus long record pour l'ensemble des sociétés ouvertes du Canada.

Pour une analyse complète des risques d'affaires de la Société, y compris le risque réglementaire et l'incidence sur la Société et ses filiales des récentes conditions économiques, se reporter aux rubriques « Faits saillants en matière de réglementation » et « Gestion du risque d'affaires » du présent rapport de gestion.

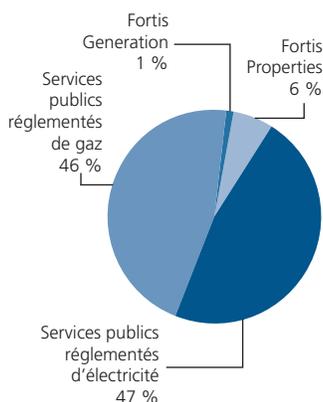
## Résultat de base par action ordinaire (\$)



**Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires et résultat par action ordinaire :** Fortis a réalisé un bénéfice net attribuable aux actions ordinaires de 262 millions \$ en 2009, soit une amélioration de 17 millions \$ par rapport au bénéfice de 245 millions \$ en 2008. Le bénéfice de 2008 a été rehaussé par une réduction d'impôts ponctuelle de 7,5 millions \$ comptabilisée par Terasen, et il a été diminué par des charges ponctuelles d'environ 15 millions \$ de Belize Electricity et de FortisOntario. Le bénéfice de 2009 a été augmenté par un rajustement ponctuel de 3 millions \$ des impôts futurs découlant de périodes antérieures effectué par FortisOntario, et il a été abaissé par une provision ponctuelle de 5 millions \$ après impôts constituée à l'égard des coûts additionnels liés à la conversion, du propane au gaz naturel, des appareils de la clientèle de Whistler. Compte non tenu des éléments susmentionnés, le bénéfice a été plus élevé sur un an, surtout du fait de l'incidence de la majoration du RCP autorisé de FortisAlberta et de TGI pour 2009 et de la hausse de la composante capitaux propres réputée de la structure du capital totale de FortisAlberta, ainsi que de la croissance de la base tarifaire des entreprises de services publics d'électricité, principalement dans l'Ouest canadien. La progression du bénéfice a été partiellement annulée par la contribution moindre des activités de production non réglementées en Ontario résultant de l'expiration des droits relatifs à l'eau de la centrale Rankine en avril 2009, et des questions réglementaires non réglées de Belize Electricity.

Le résultat de base par action ordinaire s'est établi à 1,54 \$ en 2009, contre 1,56 \$ en 2008. Le résultat de base par action ordinaire de 2009 a été dilué par l'émission de 11,7 millions d'actions ordinaires en décembre 2008, dont le produit net a servi essentiellement à rembourser la dette à long terme arrivée à échéance.

## Produits d'exploitation<sup>1)</sup> (exercice terminé le 31 décembre 2009)

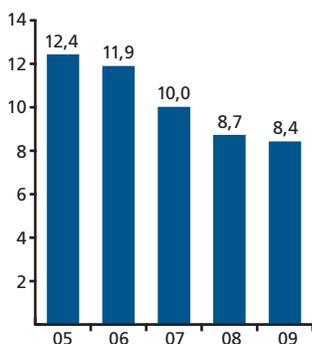


**Produits d'exploitation :** Les produits d'exploitation se sont chiffrés à environ 3,6 milliards \$ en 2009 en regard de quelque 3,9 milliards \$ en 2008. La baisse a été induite par le transfert à la clientèle de la diminution du coût du gaz naturel, dans le cas des sociétés Terasen Gas, et de l'approvisionnement en énergie, dans celui de Caribbean Utilities, combinés à la perte de produits liés aux activités de production non réglementées en Ontario, par suite de l'expiration des droits relatifs à l'eau de la centrale Rankine en avril 2009. La baisse a été en partie compensée par l'incidence des majorations des tarifs de base, l'accroissement de la clientèle, surtout au Canada, et l'effet favorable du change attribuable à la conversion des produits libellés en monnaie étrangère.

**Taux de rendement fondé sur la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires :** Le taux de rendement fondé sur la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires a été de 8,4 % en 2009, comparativement à 8,7 % en 2008. Le recul découle de la hausse de la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires découlant en grande partie de l'émission de 11,7 millions d'actions ordinaires en décembre 2008.

<sup>1)</sup> Exclut le secteur Siège social et autres.

## Taux de rendement fondé sur la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires (%)



**Flux de trésorerie d'exploitation :** Les flux de trésorerie d'exploitation, après la variation du fonds de roulement, ont représenté 637 millions \$ en 2009, par rapport à 661 millions \$ à l'exercice précédent. Le fléchissement s'explique en majeure partie par le calendrier de déclaration des dividendes sur les actions ordinaires, la hausse des impôts sur les bénéfices des sociétés de Newfoundland Power et le moment de leur versement et par une diminution du fonds de roulement des sociétés Terasen Gas résultant d'écarts entre le coût du gaz naturel et le prix facturé à la clientèle par rapport à l'exercice précédent. Le fléchissement a été partiellement contrebalancé par une variation à la hausse du compte de report des charges de l'Alberta Electric System Operator (« AESO ») de FortisAlberta.

**Dividendes :** Les dividendes versés par action ordinaire ont été majorés de 4,0 %, passant de 1,00 \$ en 2008 à 1,04 \$ en 2009. Fortis a augmenté son dividende trimestriel par action ordinaire de 7,7 %, soit de 26 cents à 28 cents, à compter du dividende du premier trimestre versé le 1<sup>er</sup> mars 2010. Le ratio dividendes/bénéfice de la Société a atteint 67,5 % en 2009, comparativement à 64,1 % en 2008.

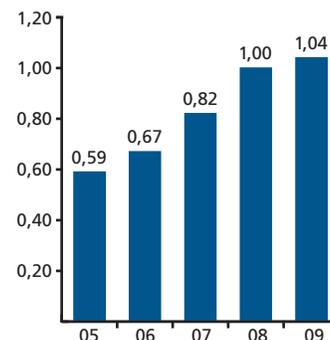
En décembre 2008, le régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions modifié et bonifié de la Société (le « régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions ») a procuré un escompte de 2 % sur l'achat d'actions ordinaires émises sur son capital autorisé, avec réinvestissement des dividendes, à compter du 1<sup>er</sup> mars 2009. La Société a obtenu 29 millions \$ des réinvestissements de dividendes en 2009.

**Croissance de l'actif :** Le total de l'actif a progressé de presque 9 %, pour s'établir à environ 12,2 milliards \$ à la fin de 2009, contre quelque 11,2 milliards \$ à la fin de 2008. La progression découle des investissements soutenus de la Société dans des systèmes énergétiques, principalement les programmes de dépenses en immobilisations de FortisAlberta, de FortisBC et des sociétés Terasen Gas, et de l'augmentation des actifs réglementaires redevable à l'adoption de la norme comptable modifiée quant aux impôts sur les bénéfices. La progression a été en partie contrebalancée par l'incidence négative du change résultant de la conversion des actifs libellés en monnaie étrangère. Pour plus de précisions sur l'incidence de l'adoption de la norme comptable modifiée quant aux impôts sur les bénéfices, se reporter à la rubrique « Modifications de normes comptables » du présent rapport de gestion.

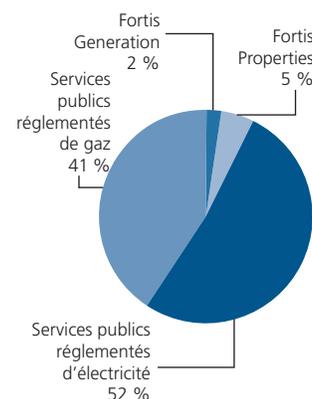
**Dépenses en immobilisations de 2009 :** Les dépenses en immobilisations consolidées de 2009, avant les apports de la clientèle (« dépenses en immobilisations brutes »), se sont élevées à 1 024 millions \$, en hausse de 89 millions \$ par rapport à 935 millions \$ en 2008. Les dépenses en immobilisations des services publics réglementés de l'Ouest canadien ont totalisé approximativement 768 millions \$ en 2009, représentant environ 75 % des dépenses en immobilisations brutes. La majeure partie des dépenses en immobilisations résulte de l'accroissement de la clientèle et du besoin d'améliorer la fiabilité des systèmes énergétiques. Les principaux projets d'investissement de 2009 comprennent la poursuite de la construction de l'installation de stockage de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de TGVI, l'installation de la technologie de comptage automatisé chez les clients de FortisAlberta, le projet de renforcement de la ligne de transport d'Okanagan de FortisBC et la centrale hydroélectrique Vaca de 19 MW de BECOL, au Belize.

**Financements :** En 2009, Fortis et ses services publics réglementés ont mobilisé plus de 700 millions \$ au moyen de titres de créance à long terme. En juillet 2009, elle a émis des débetures non garanties à 6,51 %, 30 ans, d'un capital de 200 millions \$. Le produit net de l'émission de débetures a servi à rembourser la totalité de la dette existante engagée en vertu de la facilité de crédit de la Société et aux fins générales du siège social. Au niveau des filiales, TGI a émis des débetures non garanties à 6,55 %, 30 ans, d'un capital de 100 millions \$ en février; FortisAlberta a émis des débetures non garanties à 7,06 %, 30 ans, d'un capital de 100 millions \$ en février et des débetures non garanties à 5,37 %, 30 ans, d'un capital de 125 millions \$ en octobre; Newfoundland Power a émis des obligations hypothécaires de premier rang à fonds d'amortissement à 6,606 %, 30 ans, d'un capital de 65 millions \$ en mai; FortisBC a émis des débetures non garanties à 6,10 %, 30 ans, d'un capital de 105 millions \$ en juin et Caribbean Utilities a émis des billets non garantis à 7,50 %, 15 ans, d'un capital respectif de 30 millions \$ US et de 10 millions \$ US en mai et en juillet. Le produit des émissions de titres de créance à long terme des entreprises de services publics réglementés a principalement servi à rembourser la dette contractée aux termes des facilités de crédit essentiellement pour soutenir les dépenses en immobilisations, afin de rembourser 110 millions \$ de dettes arrivant à échéance de TGI et de FortisBC et de financer les dépenses en immobilisations.

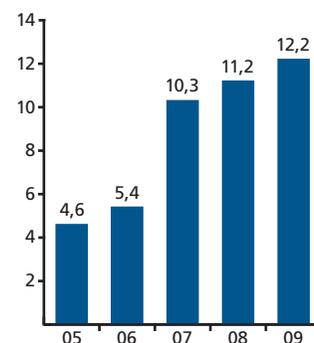
**Dividendes versés par action ordinaire (\$)**



**Total de l'actif (au 31 décembre 2009)**



**Total de l'actif (en milliards \$) (aux 31 décembre)**



## Résultats d'exploitation sectoriels

Les résultats sectoriels de la Société sont présentés dans le tableau qui suit.

### Bénéfice net sectoriel

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions \$)

	2009	2008	Écart
<b>Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada</b>			
Sociétés Terasen Gas	117	118	(1)
<b>Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada</b>			
FortisAlberta	60	46	14
FortisBC	37	34	3
Newfoundland Power	32	32	–
Autres services au Canada <sup>1)</sup>	20	14	6
	<b>149</b>	<b>126</b>	<b>23</b>
<b>Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes<sup>2)</sup></b>	<b>27</b>	<b>17</b>	<b>10</b>
<b>Activités non réglementées – Fortis Generation<sup>3)</sup></b>	<b>16</b>	<b>30</b>	<b>(14)</b>
<b>Activités non réglementées – Fortis Properties<sup>4)</sup></b>	<b>24</b>	<b>23</b>	<b>1</b>
<b>Siège social et autres</b>	<b>(71)</b>	<b>(69)</b>	<b>(2)</b>
<b>Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires</b>	<b>262</b>	<b>245</b>	<b>17</b>

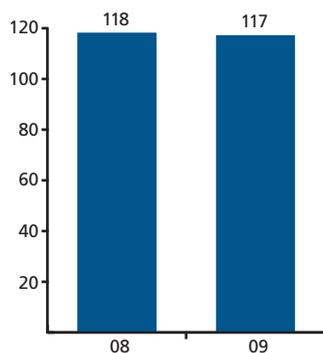
<sup>1)</sup> Comprennent Algoma Power à compter d'octobre 2009.

<sup>2)</sup> L'exercice de Caribbean Utilities se terminait le 30 avril; par conséquent, jusqu'au troisième trimestre de 2008 inclusivement, ses états financiers étaient inclus dans les états financiers consolidés de Fortis avec un décalage de deux mois. En 2008, Caribbean Utilities a changé sa date de fin d'exercice pour l'établir au 31 décembre, ce qui a permis d'éliminer le décalage de deux mois dans la consolidation de ses résultats financiers, de telle sorte que la Société a consolidé 14 mois de résultats financiers de Caribbean Utilities à l'exercice terminé le 31 décembre 2008. En 2009, les périodes de présentation de l'information financière de la Société ont été les mêmes que celles de Caribbean Utilities.

<sup>3)</sup> Les résultats de 2009 tiennent compte de la contribution de la centrale hydroélectrique Rankine en Ontario jusqu'au 30 avril 2009. Le 30 avril 2009, les droits relatifs à l'eau de la centrale Rankine ont expiré à la fin de leur terme de cent ans.

<sup>4)</sup> Comprennent les résultats du Holiday Inn Select Windsor à compter d'avril 2009 et ceux du Sheraton Hotel Newfoundland à compter de novembre 2008, dates de leur acquisition.

### Bénéfice des entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada (en millions \$)



## ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS

La Société est active principalement dans le domaine des services publics réglementés. Le bénéfice tiré des activités réglementées au Canada et dans les Caraïbes en 2009 représente environ 88 % (83 % en 2008) du bénéfice que la Société a tiré de ses secteurs d'exploitation (compte non tenu du secteur Siège social et autres). L'ensemble des actifs réglementés correspond à 93 % du total de l'actif de la Société au 31 décembre 2009 (92 % au 31 décembre 2008).

### Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada

Le bénéfice tiré des entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada s'est établi à 117 millions \$ en 2009 (118 millions \$ en 2008), soit environ 40 % (45 % en 2008) du bénéfice total que la Société a tiré des activités réglementées. Les actifs de services publics réglementés de gaz au Canada s'élevaient à quelque 5,0 milliards \$ au 31 décembre 2009 (4,6 milliards \$ au 31 décembre 2008), ce qui représente environ 44 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2009 (45 % au 31 décembre 2008).

### Sociétés Terasen Gas

#### Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre

#### Volumes de gaz (TJ)

(en millions \$)

	2009	2008	Écart
<b>Volumes de gaz (TJ)</b>	<b>207 230</b>	<b>221 122</b>	<b>(13 892)</b>
Produits d'exploitation	1 663	1 902	(239)
Coûts de l'approvisionnement énergétique	1 022	1 268	(246)
Charges d'exploitation	268	253	15
Amortissement	102	97	5
Frais financiers	121	129	(8)
Impôts sur les bénéfices des sociétés	33	37	(4)
<b>Bénéfice</b>	<b>117</b>	<b>118</b>	<b>(1)</b>

**Volumes de gaz :** Les volumes de gaz ont baissé de 13 892 TJ, ou 6,3 %, sur un an. Le tableau qui suit présente la répartition des volumes de gaz entre les principales catégories de clientèle.

## Volumes de gaz par principale catégorie de clientèle

Exercices terminés les 31 décembre

(TJ)	2009	2008	Écart
Clients de base – secteurs résidentiel et commercial	125 238	132 867	(7 629)
Clients du secteur industriel	6 038	6 337	(299)
Total des volumes de ventes	131 276	139 204	(7 928)
Volumes transportés	60 067	63 572	(3 505)
Débit aux termes de contrats à revenu fixe	15 887	18 346	(2 459)
<b>Total des volumes de gaz</b>	<b>207 230</b>	<b>221 122</b>	<b>(13 892)</b>

La diminution des volumes de gaz distribués aux clients de base est principalement attribuable à la baisse de la consommation moyenne résultant des températures plus élevées observées en 2009 par rapport à 2008 pendant les mois qui sont normalement les plus froids. La diminution des volumes de gaz distribués à tous les autres clients est principalement attribuable à l'incidence négative du repli économique.

Les sociétés Terasen Gas gagnent environ la même marge, que les contrats clients visent l'achat de gaz naturel ou qu'ils ne visent que le transport de gaz naturel.

En raison des mécanismes de report approuvés par les organismes de réglementation, les variations des niveaux de consommation et des coûts de l'approvisionnement énergétique par rapport aux prévisions utilisées pour établir les tarifs du gaz naturel imposés aux clients n'ont pas une incidence importante sur le bénéfice.

La clientèle des sociétés Terasen Gas a connu une croissance nette de quelque 8 200 clients au cours de 2009, ce qui a porté le total des clients à environ 939 600 au 31 décembre 2009. Au cours de 2008, la croissance nette de la clientèle des sociétés Terasen Gas avait totalisé environ 12 800 nouveaux clients. La croissance de la clientèle a été moins élevée qu'à l'exercice précédent, traduisant la faiblesse poursuivie des marchés de l'immobilier et de la construction, dans un contexte de ralentissement économique, et la croissance des immeubles d'habitation, où l'utilisation du gaz naturel est moins répandue que dans les maisons unifamiliales.

**Produits d'exploitation :** Les produits d'exploitation se sont fixés à environ 1,7 milliard \$ pour 2009, comparativement à 1,9 milliard \$ pour 2008. La diminution s'explique en grande partie par une baisse des coûts du gaz facturés à la clientèle et de la consommation, partiellement compensée par une hausse des tarifs de base de livraison à la clientèle et du produit tiré des tarifs par suite d'une majoration du RCP autorisé des sociétés Terasen Gas, entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2009.

Le RCP autorisé de TGI a monté, pour passer de 8,47 % à 9,50 %, à l'instar de celui de TGVI et de TGWI, qui est passé de 9,17 % à 10,00 %.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2009, les tarifs de base de livraison à la clientèle de TGI ont monté d'environ 6 %, alors que ceux de TGVI ont monté de jusqu'à 5 % selon la catégorie tarifaire des clients. Toutefois, les tarifs de base de livraison à la clientèle tenaient compte de l'incidence d'une diminution des RCP autorisés à compter du premier semestre de 2009, passant de 8,62 % à 8,47 % pour TGI et de 9,32 % à 9,17 % pour TGVI et TGWI.

**Bénéfice :** Le bénéfice a atteint 117 millions \$ pour 2009, comparativement à 118 millions \$ pour 2008. Compte non tenu d'une réduction d'impôts de 5,5 millions \$ au cours du troisième trimestre de 2008, associée au règlement de questions fiscales liées à des périodes antérieures, et des coûts de 6 millions \$ (5 millions \$ après impôts) liés à la conversion, du propane au gaz naturel, des appareils de la clientèle de Whistler, qui ont augmenté les frais d'exploitation en 2009, le bénéfice a dépassé d'environ 9,5 millions \$ celui de l'exercice précédent. Cette progression a été induite principalement par l'incidence après impôts de 6 millions \$ de la hausse du produit tiré des tarifs par suite d'une majoration des RCP autorisés depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2009, dont il a déjà été fait mention, ainsi que la hausse des tarifs de base de livraison à la clientèle, la baisse des frais financiers et la réduction du taux effectif d'impôts sur les bénéfices des sociétés. La progression a été en partie éclipsée par des frais d'exploitation plus élevés attribuables à l'accroissement des coûts de main-d'œuvre et des avantages sociaux et à l'augmentation de la dotation aux amortissements attribuable aux investissements soutenus dans les immobilisations.

La réduction du taux effectif d'impôts sur les bénéfices des sociétés vient surtout du fait que les déductions utilisées aux fins fiscales ont été plus élevées que les déductions prises aux fins comptables en 2009 qu'en 2008.

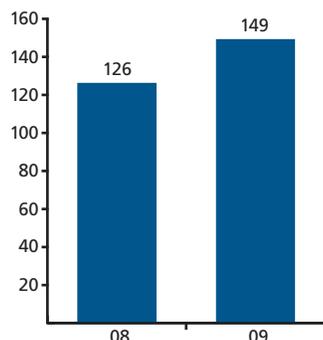
Comme le reflètent les tarifs de base de livraison à la clientèle pour 2009, les frais financiers ont été moins élevés qu'à l'exercice précédent, compte tenu de la diminution des taux d'emprunt et des emprunts sur les facilités de crédit.

Le caractère saisonnier a une incidence importante sur le bénéfice des sociétés Terasen Gas, puisqu'une part importante du gaz distribué sert au chauffage ambiant. Les sociétés Terasen Gas génèrent la majeure partie de leur bénéfice annuel au cours du premier et du quatrième trimestres.

**Perspectives :** Les RCP autorisés de 2010 ont été établis par l'organisme de réglementation à 9,50 % pour TGI et à 10,00 % pour TGVI et TGWI. La composante capitaux propres réputée autorisée de la structure du capital totale de TGI a été portée à 40 %, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2010. Les tarifs imposés à la clientèle des sociétés Terasen Gas ont été approuvés par l'organisme de réglementation, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2010.

## Bénéfice tiré des entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada

(en millions \$)



Pour une analyse de la nature de la réglementation et des principales décisions et demandes réglementaires se rapportant aux sociétés Terasen Gas, voir la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation ». Un résumé des prévisions de dépenses en immobilisations brutes pour 2010 pour les sociétés Terasen Gas est présenté à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme d'investissement ».

## Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada

Le bénéfice tiré des entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada a atteint 149 millions \$ en 2009 (126 millions \$ en 2008), soit environ 51 % (48 % en 2008) du bénéfice total que la Société a tiré des activités réglementées. Les actifs des entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada s'élevaient à quelque 5,4 milliards \$ au 31 décembre 2009 (4,6 milliards \$ au 31 décembre 2008), ce qui représente environ 48 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2009 (45 % au 31 décembre 2008).

## FortisAlberta

### Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre

	2009	2008	Écart
<b>Livraisons d'énergie (GWh)</b>	<b>15 865</b>	15 722	143
(en millions \$)			
Produits d'exploitation	331	300	31
Charges d'exploitation	132	130	2
Amortissement	94	85	9
Frais financiers	50	42	8
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices des sociétés	(5)	(3)	(2)
<b>Bénéfice</b>	<b>60</b>	46	14

**Livraisons d'énergie :** Les livraisons d'énergie de FortisAlberta ont augmenté de 143 gigawattheures (« GWh »), ou 0,9 %, sur un an, surtout en raison d'un accroissement du nombre de clients des secteurs résidentiel, commercial et agricole et du secteur de l'irrigation, annulé en partie par une diminution des clients du secteur pétrolier. Les températures plus élevées que la normale au premier trimestre de 2009 ont également rehaussé les livraisons d'énergie de l'exercice.

Puisqu'une tranche importante des produits tirés de la distribution de la société est le fait de déterminants de facturation fixes ou en grande partie fixes, la variation des quantités d'énergie livrée n'est pas en parfaite corrélation avec la variation des produits d'exploitation.

**Produits d'exploitation :** Les produits d'exploitation ont été supérieurs de 31 millions \$ à ceux de l'exercice précédent, du fait principalement de la hausse de 8,6 % des tarifs de distribution imposés à la clientèle, entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2009, pour tenir compte de l'incidence des investissements soutenus dans l'infrastructure électrique, et de la croissance de la clientèle et de la charge. L'augmentation des produits est également attribuable à la hausse d'environ 4 millions \$ du produit tiré des tarifs par suite d'une majoration du RCP autorisé, fixé à 9,00 % depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2009, alors que le RCP autorisé provisoire était de 8,51 %, et à la majoration de la composante capitaux propres réputée de la structure du capital totale, qui est passée de 37 % à 41 % pour 2009.

**Bénéfice :** Le bénéfice a été de 14 millions \$ plus élevé qu'à l'exercice précédent. L'incidence de l'augmentation des produits d'exploitation et des recouvrements d'impôts sur les bénéfices des sociétés a été en partie contrebalancée par i) une hausse de la dotation aux amortissements attribuable aux investissements soutenus dans les immobilisations, ii) l'accroissement des frais financiers découlant du niveau plus élevé de la dette à l'appui de l'important programme d'investissement de la société, en partie enrayé par l'incidence de la baisse des taux d'intérêt liés aux emprunts sur les facilités de crédit et iii) une augmentation des frais d'exploitation imputable surtout aux coûts de main-d'œuvre et des avantages sociaux supérieurs résultant de la hausse des salaires et du nombre d'employés, en partie compensée par la baisse des coûts d'exploitation généraux. L'augmentation des recouvrements d'impôts sur les bénéfices des sociétés s'explique par la hausse des recouvrements d'impôts futurs attribuable à une augmentation des reports réglementaires susceptibles de donner lieu à des recouvrements d'impôts futurs.

**Perspectives :** Le RCP autorisé de FortisAlberta a été établi à 9,00 % pour 2010 par l'organisme de réglementation, comme en 2009. Une hausse de 7,5 % des tarifs de distribution provisoires imposés à la clientèle, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2010, a été approuvée par l'organisme de réglementation en attendant l'approbation finale de la demande de besoins de revenus pour 2010 et 2011 de FortisAlberta.

Pour une analyse de la nature de la réglementation et des principales décisions et demandes réglementaires se rapportant à FortisAlberta, voir la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation ». Un résumé des prévisions de dépenses en immobilisations brutes pour 2010 de FortisAlberta est présenté à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme d'investissement ».

## FortisBC

### Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre	2009	2008	Écart
<b>Ventes d'électricité (GWh)</b>	<b>3 157</b>	3 087	70
<i>(en millions \$)</i>			
Produits d'exploitation	253	237	16
Coûts de l'approvisionnement énergétique	72	68	4
Charges d'exploitation	70	67	3
Amortissement	37	34	3
Frais financiers	32	28	4
Impôts sur les bénéfices des sociétés	5	6	(1)
<b>Bénéfice</b>	<b>37</b>	34	3

**Ventes d'électricité :** Les ventes d'électricité de FortisBC ont augmenté de 70 GWh, ou 2,3 %, sur un an, surtout en raison de la croissance du nombre de clients résidentiels, de clients de service général et de la clientèle indirecte de gros, en partie neutralisée par la baisse du nombre de clients industriels. Les températures plus basses que la normale au premier trimestre de 2009 ont également eu une incidence favorable sur les ventes d'électricité de l'exercice.

**Produits d'exploitation :** Les produits d'exploitation ont été supérieurs de 16 millions \$ à ceux de l'exercice précédent. Cette progression s'explique par i) une hausse de 4,6 % des tarifs d'électricité imposés à la clientèle entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2009; ii) une hausse de 2,2 %, depuis le 1<sup>er</sup> septembre 2009, des tarifs d'électricité imposés à la clientèle résultant du transfert à la clientèle des coûts accrus des achats d'électricité auprès de BC Hydro et iii) la croissance des ventes d'électricité, en partie contrebalancée par une baisse des autres produits qui est imputable aux redressements plus élevés au titre des incitatifs selon les règles d'établissement des tarifs (« ETR ») fondées sur le rendement à verser aux clients. Les tarifs d'électricité imposés aux clients en 2009 tiennent compte de l'incidence des investissements soutenus dans l'infrastructure électrique et du RCP autorisé de 8,87 %, en regard de 9,02 % en 2008.

**Bénéfice :** Le bénéfice a été de 3 millions \$ plus élevé qu'à l'exercice précédent. L'incidence de la hausse des tarifs d'électricité imposés aux clients, de la croissance du nombre de clients et de la réduction du taux effectif d'impôts sur les bénéfices des sociétés a été partiellement annulée par : i) l'augmentation des coûts de l'approvisionnement énergétique associée à la hausse des ventes d'électricité et l'incidence de la montée des prix moyens de l'électricité achetée, combinées à la proportion plus élevée de l'électricité achetée par rapport à l'électricité produite par les centrales hydroélectriques appartenant à la société et la réception d'un produit d'assurance de 0,6 million \$ au cours du deuxième trimestre de 2008 à l'égard d'une panne de turbine en 2006; ii) la hausse des charges d'exploitation imputable aux coûts de main-d'œuvre plus élevés et des augmentations inflationnistes générales des coûts, et l'augmentation des impôts fonciers et des droits relatifs à l'eau; iii) l'augmentation de la dotation aux amortissements liée aux investissements soutenus dans les immobilisations et iv) l'accroissement des frais financiers découlant du niveau plus élevé de la dette à l'appui du programme d'investissement de la société, combiné à la hausse des frais de renouvellement des facilités de crédit, en partie contrebalancés par la baisse des taux d'intérêt liés aux emprunts sur les facilités de crédit.

La réduction du taux effectif d'impôts sur les bénéfices des sociétés découle de la hausse des déductions utilisées aux fins fiscales comparativement aux déductions prises aux fins comptables en 2009 par rapport à 2008 et de la baisse du taux d'imposition prévu par la loi.

**Perspectives :** Le RCP autorisé de FortisBC a été établi à 9,90 % pour 2010, en hausse par rapport à 8,87 % en 2009. En décembre 2009, FortisBC a obtenu l'approbation réglementaire d'un accord de règlement négocié relatif à sa demande de besoins de revenus pour 2010, qui s'est traduite par une augmentation générale de 6,0 % des tarifs d'électricité facturés aux clients, en date du 1<sup>er</sup> janvier 2010.

Pour une analyse de la nature de la réglementation et des principales décisions et demandes réglementaires se rapportant à FortisBC, voir la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation ». Un résumé des prévisions de dépenses en immobilisations brutes pour 2010 de FortisBC est présenté à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme d'investissement ».

## Newfoundland Power

### Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre	2009	2008	Écart
<b>Ventes d'électricité (GWh)</b>	<b>5 299</b>	5 208	91
<i>(en millions \$)</i>			
Produits d'exploitation	527	517	10
Coûts de l'approvisionnement énergétique	346	337	9
Charges d'exploitation	52	50	2
Amortissement	46	45	1
Frais financiers	34	33	1
Impôts sur les bénéfices des sociétés	16	19	(3)
Part des actionnaires sans contrôle	1	1	–
<b>Bénéfice</b>	<b>32</b>	32	–

**Ventes d'électricité :** Les ventes d'électricité de Newfoundland Power ont monté de 91 GWh, ou 1,7 %, sur un an, étant donné surtout l'incidence de la croissance de la clientèle et de la consommation moyenne.

**Produits d'exploitation :** Les produits d'exploitation ont augmenté de 10 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. L'augmentation a été induite par la hausse des ventes d'électricité et des autres produits, en partie neutralisée par la diminution de la dotation aux amortissements pour certains passifs réglementaires, conformément aux ordonnances de l'organisme de réglementation. Le RCP autorisé est demeuré inchangé en 2009 par rapport à 2008, à 8,95 %, et, par conséquent, n'a pas eu d'incidence sur les tarifs d'électricité imposés aux clients en 2009.

**Bénéfice :** Le bénéfice de l'exercice a été comparable à celui de l'exercice précédent. La progression des ventes d'électricité et des autres produits et la baisse du taux effectif d'impôts sur les bénéfices des sociétés ont été contrebalancées surtout par : i) l'incidence de l'augmentation par Newfoundland Hydro des charges en fonction de la demande, suscitée par les pointes de demande de charge en hiver; ii) la hausse des charges d'exploitation entraînée par la montée des coûts imputable aux salaires, à l'inflation et à la réglementation et par l'augmentation des coûts de l'évaluation réglementaire, attribuable au moment choisi pour comptabiliser ces coûts en 2008, contrebalancée en partie par une réduction des frais d'assurance; iii) la hausse de la dotation aux amortissements en raison de l'incidence des investissements soutenus dans les immobilisations et iv) l'accroissement des frais financiers attribuable à la hausse du niveau de la dette à l'appui du programme d'investissement de la société, annulé en partie par l'incidence de la baisse des taux d'intérêt liés aux emprunts sur les facilités de crédit.

La diminution du taux effectif d'impôts sur les bénéfices des sociétés découle principalement de la hausse des déductions utilisées aux fins fiscales comparativement aux déductions prises aux fins comptables en 2009 par rapport à 2008 et de la baisse du taux d'imposition prévu par la loi.

**Perspectives :** Le RCP autorisé de Newfoundland Power a été établi à 9,00 % pour 2010, ce qui représente une majoration par rapport à 8,95 % en 2009. L'organisme de réglementation a approuvé une augmentation moyenne globale d'environ 3,5 % des tarifs d'électricité de base imposés à la clientèle, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2010.

Pour une analyse de la nature de la réglementation et des principales décisions et demandes réglementaires se rapportant à Newfoundland Power, se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation ». Un résumé des prévisions de dépenses en immobilisations brutes pour 2010 de Newfoundland Power est présenté à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme d'investissement ».

## Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada<sup>1)</sup>

### Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre	2009 <sup>2)</sup>	2008	Écart
<b>Ventes d'électricité (GWh)</b>	<b>2 195</b>	2 182	13
<i>(en millions \$)</i>			
Produits d'exploitation	<b>279</b>	262	17
Coûts de l'approvisionnement énergétique	<b>183</b>	177	6
Charges d'exploitation	<b>32</b>	28	4
Amortissement	<b>19</b>	18	1
Frais financiers	<b>19</b>	18	1
Impôts sur les bénéfices des sociétés	<b>6</b>	7	(1)
<b>Bénéfice</b>	<b>20</b>	14	6

<sup>1)</sup> Comprendent Maritime Electric et FortisOntario.

<sup>2)</sup> Les résultats de FortisOntario incluent les résultats financiers d'Algoma Power Inc. à compter du 8 octobre 2009.

En octobre 2009, FortisOntario a conclu l'acquisition de Great Lakes Power Distribution Inc., renommée par la suite Algoma Power, pour un prix d'acquisition global de 75 millions \$.

En juin 2009, FortisOntario a acquis une participation de 10 % dans Grimsby Power pour environ 1 million \$.

**Ventes d'électricité :** Les ventes d'électricité des autres entreprises de services publics d'électricité au Canada ont augmenté de 13 GWh, ou 0,6 %, sur un an. Compte non tenu de celles d'Algoma Power, les ventes d'électricité ont baissé de 33 GWh, ou 1,5 %, par rapport à l'exercice précédent. La baisse découle de la diminution de la consommation moyenne, résultant surtout du repli économique et de l'incidence défavorable sur la consommation des températures plus modérées enregistrées en Ontario aux deuxième et troisième trimestres de 2009, en comparaison des périodes correspondantes de 2008. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'incidence favorable sur la consommation des températures plus basses observées en Ontario au premier trimestre de 2009, en regard du premier trimestre de 2008.

**Produits d'exploitation :** Les produits d'exploitation ont progressé de 17 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. En excluant l'incidence d'une charge ponctuelle d'environ 3 millions \$ (2 millions \$ après impôts) pour FortisOntario liée à la remise, au deuxième trimestre de 2008, d'un montant reçu à titre de remboursement au quatrième trimestre de 2007 dans le cadre d'ententes d'interconnexion pour le transport transfrontalier, les produits ont augmenté de 14 millions \$, dont 8 millions \$ sont liés à Algoma Power. L'augmentation des produits sur un an s'explique aussi par l'incidence d'une hausse moyenne de 5,3 % des tarifs d'électricité imposés à la clientèle de Maritime Electric depuis le 1<sup>er</sup> avril 2009 et des hausses respectives de 5,1 %, 11,7 % et 8,4 % des tarifs de distribution d'électricité imposés à la clientèle à Fort Erie, à Gananoque et à Port Colborne, entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> mai 2009. Ces hausses ont été partiellement annulées par l'incidence des ventes

d'électricité moindres et le transfert à la clientèle des baisses de coûts de l'approvisionnement énergétique à FortisOntario. L'augmentation des tarifs d'électricité imposés à la clientèle par Maritime Electric découle de la hausse du montant de base des coûts d'énergie facturés à la clientèle et recouverts auprès de cette dernière, et comptabilisés dans les produits à même la composante tarifs de base de la facturation.

**Bénéfice :** Le bénéfice a été de 6 millions \$ plus élevé qu'à l'exercice précédent. Compte non tenu d'un ajustement favorable ponctué de 3 millions \$ apporté au quatrième trimestre de 2009 à l'égard des impôts futurs de FortisOntario ayant trait à des périodes antérieures et d'une charge ponctuelle de 2 millions \$ après impôts pour FortisOntario liée à la remise, au deuxième trimestre de 2008, d'un montant reçu à titre de remboursement dans le cadre d'ententes d'interconnexion, le bénéfice a progressé de 1 million \$ en regard de 2008. Cette progression traduit la diminution des charges d'exploitation de FortisOntario attribuable au calendrier des charges d'entretien et à l'accent mis sur les projets d'investissement. Algoma Power a contribué 0,1 million \$ au bénéfice de 2009.

**Perspectives :** En janvier 2010, Maritime Electric a présenté à l'organisme de réglementation une demande visant un RCP autorisé de 9,75 % pour 2010 et 2011, tout comme en 2009.

Au premier semestre de 2010, FortisOntario prévoit déposer une demande de nouveaux tarifs d'électricité pour Algoma Power avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> juillet 2010, qui utiliserait 2010 comme année témoin future et un RCP autorisé de 9,75 %.

Les tarifs de distribution d'électricité à la clientèle d'Énergie Niagara ont été approuvés par l'organisme de réglementation pour la période du 1<sup>er</sup> mai 2009 au 30 avril 2010 et ont été modifiés en utilisant 2009 comme année témoin future. Des demandes de tarifs de distribution d'électricité ont été présentées à l'organisme de réglementation au quatrième trimestre de 2009, aux termes du mécanisme de tarification par incitatifs de troisième génération, entré en vigueur le 1<sup>er</sup> mai 2010. Un RCP autorisé de 9,75 % a été fixé pour 2010 à l'égard des entreprises de services publics de l'Ontario régies par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »), dont FortisOntario, sur production de demandes portant sur le coût complet du service en 2010.

Pour une analyse de la nature de la réglementation et des principales décisions et demandes réglementaires se rapportant à Maritime Electric et à FortisOntario, se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation ». Un résumé des prévisions de dépenses en immobilisations brutes pour 2010 des autres entreprises de services publics d'électricité au Canada est présenté à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme d'investissement ».

## Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes

Les contributions au bénéfice provenant des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes se sont établies à 27 millions \$ en 2009 (17 millions \$ en 2008), ce qui correspond à environ 9 % (7 % en 2008) du bénéfice total tiré des activités réglementées de la Société. Les actifs des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes représentaient approximativement 0,9 milliard \$ au 31 décembre 2009 (1,0 milliard \$ au 31 décembre 2008), soit environ 8 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2009 (10 % au 31 décembre 2008).

### Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes<sup>1)</sup>

#### Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre	2009	2008 <sup>2)</sup>	Écart
<b>Taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien<sup>3)</sup></b>	<b>1,13</b>	1,08	0,05
<b>Ventes d'électricité (GWh)</b>	<b>1 140</b>	1 203	(63)
<i>(en millions \$)</i>			
Produits d'exploitation	<b>339</b>	408	(69)
Coûts de l'approvisionnement énergétique	<b>192</b>	273 <sup>4)</sup>	(81)
Charges d'exploitation	<b>54</b>	55	(1)
Amortissement	<b>37</b>	36	1
Frais financiers	<b>16</b>	16	–
Impôts sur les bénéfices des sociétés	<b>2</b>	2	–
Part des actionnaires sans contrôle	<b>11</b>	9	2
<b>Bénéfice</b>	<b>27</b>	17	10

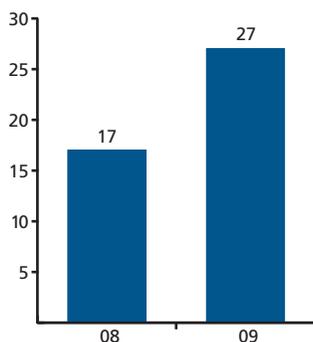
<sup>1)</sup> Comprennent Belize Electricity, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos.

<sup>2)</sup> En 2008, Caribbean Utilities a changé sa date de fin d'exercice, la faisant passer du 30 avril au 31 décembre, de telle sorte que la Société a consolidé 14 mois de ventes d'électricité et de résultats financiers de Caribbean Utilities à l'exercice terminé le 31 décembre 2008. Avant le quatrième trimestre de 2008, Fortis consolidait les états financiers de Caribbean Utilities avec un décalage de deux mois. En 2009, les périodes de présentation de l'information financière de la Société ont été les mêmes que celles de Caribbean Utilities.

<sup>3)</sup> Le monnaie de présentation des états financiers de Belize Electricity est le dollar bélizien (\$ BZ), dont la valeur est fondée sur celle du dollar américain selon le rapport 2,00 \$ BZ pour 1,00 \$ US. La monnaie de présentation des états financiers de Caribbean Utilities et de Fortis Turks and Caicos est le dollar américain.

<sup>4)</sup> Pour le deuxième trimestre de 2008, les coûts de l'approvisionnement énergétique comprennent une charge de 18 millions \$ (36 millions \$ BZ) en raison d'une décision tarifaire réglementaire rendue par la Public Utilities Commission du Belize en juin 2008.

## Bénéfice des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes (en millions \$)



**Ventes d'électricité :** Les ventes d'électricité des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes ont régressé de 63 GWh, ou 5,2 %, sur un an. Cependant, en 2008, les ventes d'électricité et les résultats financiers du secteur comprenaient les ventes d'électricité et les résultats financiers de Caribbean Utilities pour les 14 mois terminés le 31 décembre 2008, en raison du changement de date de fin d'exercice de l'entreprise de services publics en 2008. Si l'on compare la période de janvier à décembre 2009 à la même période de 12 mois en 2008 pour Caribbean Utilities, les ventes d'électricité du secteur ont augmenté d'environ 2 % au cours de l'exercice. L'augmentation s'explique par la perte de ventes d'électricité de Fortis Turks and Caicos aux troisième et quatrième trimestres de 2008 après le passage de l'ouragan Ike, entre autres par suite de la réouverture tardive de la saison touristique automnale de 2008 pour plusieurs hôtels importants sur les îles Turks et Caicos. L'ouragan Ike a frappé les îles Turks et Caicos au début de septembre 2008. Cependant, la modération de la croissance des ventes d'électricité sur un an est un effet négatif du repli économique sur la consommation des clients résidentiels et sur les activités dans les secteurs du tourisme, du pétrole, de la construction et dans les secteurs connexes.

En excluant les deux mois additionnels de contribution de Caribbean Utilities en 2008, la croissance annualisée des ventes d'électricité s'est établie à environ 6 % en 2008.

**Produits d'exploitation :** Les produits d'exploitation ont régressé de 69 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. Compte non tenu de l'effet de change favorable d'environ 13 millions \$ résultant de la conversion des produits libellés en monnaie étrangère, par suite du raffermissement du dollar américain en regard du dollar canadien sur un an, les produits ont reculé d'environ 82 millions \$. Le recul découle du transfert à la clientèle de la baisse des coûts de l'approvisionnement énergétique pour Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos et de deux mois supplémentaires de contribution au bénéfice de Caribbean Utilities à l'exercice 2008 (novembre et décembre 2007). Les facteurs susmentionnés ont été partiellement contrebalancés par l'incidence des éléments suivants : i) une augmentation de 2,4 % des tarifs d'électricité de base imposés à la clientèle de Caribbean Utilities, entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> juin 2009; ii) une hausse de la composante coûts de l'électricité du tarif d'électricité moyen imposé à la clientèle de Belize Electricity, entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2008; iii) un montant de 1 million \$ provenant d'un arrêt rendu en appel en faveur de Fortis Turks and Caicos à l'issue d'un litige sur le classement des tarifs imposés aux clients et iv) l'augmentation d'environ 2 % des ventes d'électricité annualisées. La croissance des produits a été atténuée par : i) une diminution du volet distribution à valeur ajoutée (« DVA ») du tarif moyen de l'électricité imposé à la clientèle de Belize Electricity, entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2008, traduisant la baisse du RAB autorisé et ii) une modification de la méthode de comptabilisation des frais d'installation chez les clients de Belize Electricity et l'incidence du remboursement de certains frais d'installation facturés. Les frais d'installation imposés à la clientèle de Belize Electricity sont maintenant comptabilisés comme un apport de capital dans le bilan plutôt que comme un produit dans l'état des résultats.

**Bénéfice :** La contribution au bénéfice s'est accrue de 10 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. La contribution au bénéfice a reculé de 2,5 millions \$ pour l'exercice par rapport à l'exercice précédent si l'on exclut : i) une baisse du bénéfice de 13 millions \$ au deuxième trimestre de 2008, soit à hauteur de la quote-part d'environ 70 % de la Société des coûts de 18 millions \$ antérieurement engagés pour le combustible et l'électricité achetée qui ont été refusés aux fins tarifaires dans la décision réglementaire de juin 2008 sur les tarifs de Belize Electricity; ii) la contribution de Caribbean Utilities pendant deux mois de plus (novembre et décembre 2007) au bénéfice de l'exercice 2008, ce qui représente environ 1,5 million \$ et iii) l'effet de change favorable de quelque 1 million \$. Les facteurs ayant affaibli la contribution au bénéfice comprennent : i) la baisse du RCP autorisé de Belize Electricity, entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2008; ii) la hausse des charges d'exploitation, compte non tenu de l'effet de change, attribuable à l'augmentation des coûts de main-d'œuvre, des frais juridiques, des coûts liés à la réglementation et de la dotation à la provision pour créances douteuses, en partie neutralisée par la montée des frais généraux et administratifs capitalisés, conformément à la licence de transport et de distribution de Caribbean Utilities, entrée en vigueur en avril 2008 et iii) l'effet favorable sur les coûts de l'approvisionnement énergétique en 2008 de la modification du mécanisme de recouvrement du coût du combustible de Caribbean Utilities. La licence de transport et de distribution de Caribbean Utilities contient un nouveau mécanisme de transfert des coûts du combustible et du pétrole à la clientèle qui élimine les écarts temporaires favorables ou défavorables quant au recouvrement du coût du combustible et du pétrole pour les périodes présentées postérieures au 30 avril 2008. Les facteurs susmentionnés ont été partiellement annulés par : i) l'effet favorable d'environ 1,5 million \$ d'une variation des estimations au titre de l'amortissement pour Fortis Turks and Caicos; ii) l'incidence favorable d'environ 1 million \$ issu d'un arrêt rendu en appel en faveur de Fortis Turks and Caicos, dont il a été question précédemment et iii) l'incidence favorable sur les coûts de l'approvisionnement énergétique en 2009 d'une modification de la méthode de calcul du coût du combustible recouvrable auprès des clients de Fortis Turks and Caicos en 2009. De plus, le bénéfice s'est bonifié grâce à une majoration de 2,4 % du tarif d'électricité de base imposé à la clientèle de Caribbean Utilities et d'environ 2 % des ventes d'électricité annualisées.

En août 2009, Caribbean Utilities a répondu à une demande de pointe record de 97,5 MW et, en juillet 2009, Fortis Turks and Caicos a répondu à une demande de pointe record combinée de 29,6 MW. En mai 2009, Fortis Turks and Caicos a mis en service deux unités de production alimentées au diesel pour augmenter de 6,6 MW sa capacité de production, la portant à 54 MW. Fortis Turks and Caicos a également conclu une entente avec un fournisseur en vue de l'achat de deux unités de production alimentées au diesel d'une capacité combinée d'environ 18 MW, qui seraient livrées à la mi-2010 et au début de 2011, pour un total de quelque 12 millions \$ US (13 millions \$).

**Perspectives :** La croissance des ventes d'électricité des entreprises de services publics réglementés de la Société dans les Caraïbes devrait être négligeable en 2010, à cause de l'incidence négative du repli économique qui devrait continuer à se faire sentir sur la consommation des clients résidentiels et les activités des secteurs du tourisme, du pétrole, de la construction et des secteurs connexes dans la région des Caraïbes.

En octobre 2009, la Comisión Federal de Electricidad (« CFE ») du Mexique a annulé le contrat de fourniture d'électricité garanti conclu avec Belize Electricity, pour des raisons de force majeure. Le contrat devait venir à échéance en décembre 2010. La CFE a déclaré que sa capacité de production a été considérablement restreinte en raison de problèmes liés à la disponibilité du gaz, à l'équipement de production et aux insuffisances de la production hydroélectrique. La CFE propose de négocier un nouveau contrat visant à fournir 50 MW d'énergie économique et d'énergie d'urgence à Belize Electricity. La CFE continue d'approvisionner Belize Electricity en électricité selon la disponibilité. La production est suffisante au Belize pour répondre à la demande énergétique nationale sans avoir recours à l'approvisionnement par la CFE.

Pour une analyse de la nature de la réglementation et des principales décisions et demandes réglementaires relatives à Belize Electricity, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos, se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation ». Un résumé des prévisions de dépenses en immobilisations brutes pour 2010 des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes est présenté à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme d'investissement ».

## ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES

### Activités non réglementées – Fortis Generation <sup>1)</sup>

#### Faits saillants financiers

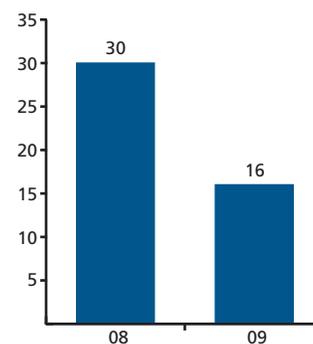
Exercices terminés les 31 décembre	2009 <sup>2)</sup>	2008	Écart
<b>Ventes d'énergie (GWh)</b>	<b>583</b>	1 217	(634)
<i>(en millions \$)</i>			
Produits d'exploitation	39	82	(43)
Coûts de l'approvisionnement énergétique	2	7	(5)
Charges d'exploitation	11	14	(3)
Amortissement	5	10	(5)
Frais financiers	2	8	(6)
Impôts sur les bénéfices des sociétés	3	10	(7)
Part des actionnaires sans contrôle	–	3	(3)
<b>Bénéfice</b>	<b>16</b>	30	(14)

<sup>1)</sup> Comprend les activités d'exploitation d'actifs de production non réglementées au Belize, en Ontario, dans la région centrale de Terre-Neuve, en Colombie-Britannique et dans le nord de l'État de New York.

<sup>2)</sup> Les résultats tiennent compte de la contribution de la centrale hydroélectrique Rankine, en Ontario, jusqu'au 30 avril 2009. Le 30 avril 2009, les droits relatifs à l'eau de Rankine ont expiré à la fin d'un terme de cent ans.

**Ventes d'énergie :** Les ventes d'énergie des activités non réglementées de Fortis Generation ont reculé de 634 GWh, ou 52,1 %, par rapport à celles de l'exercice précédent. Comme prévu, les ventes totales d'énergie ont reculé de 440 GWh en raison de l'expiration, le 30 avril 2009, des droits relatifs à l'eau de la centrale hydroélectrique Rankine en Ontario, à la fin d'un terme de cent ans. Par ailleurs, sur la diminution totale des ventes d'énergie, une baisse de 158 GWh est attribuable aux activités de production dans la région centrale de Terre-Neuve. Les ventes d'énergie de 2009 comprennent les ventes d'énergie produite dans la région centrale de Terre-Neuve pendant seulement un mois et demi, alors que celles de 2008 comprenaient les ventes de l'exercice complet, du fait de l'abandon de la consolidation de ces activités en février 2009, rendu nécessaire en raison des mesures prises par le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador pour exproprier les actifs de la société Exploits (se reporter à la rubrique « Estimations comptables critiques – Éventualités » du présent rapport de gestion). La diminution des ventes totales d'énergie est également imputable au recul de la production au Belize et dans le nord de l'État de New York. Les niveaux de production sont surtout tributaires du volume des pluies et de l'incidence des temps d'immobilisation, dans le cadre de l'entretien d'une unité à la centrale hydroélectrique Chalillo au Belize, pendant environ un mois et demi au troisième trimestre de 2009.

**Bénéfice des activités non réglementées de Fortis Generation (en millions \$)**



**Produits d'exploitation** : Les produits d'exploitation ont reculé de 43 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. Le recul est principalement attribuable aux facteurs suivants : i) la perte de produits liée à l'expiration des droits relatifs à l'eau de la centrale hydroélectrique Rankine, dont il est question ci-dessus; ii) l'incidence de l'abandon de la méthode de consolidation des résultats financiers des activités de production hydroélectrique dans la région centrale de Terre-Neuve au premier trimestre de 2009, tel qu'il est décrit précédemment; iii) le repli du prix moyen de gros du marché de l'énergie par mégawattheure (« MWh ») dans le nord de l'État de New York, qui a été de 38,40 \$ US pour 2009 comparativement à 71,10 \$ US pour 2008; iv) la baisse de la production dans le nord de l'État de New York et iv) le repli du prix moyen de gros du marché de l'énergie par MWh en Ontario lié aux produits de la centrale Rankine, qui était de 36,83 \$ de janvier à avril 2009, en regard de 49,70 \$ pour la même période en 2008. Les facteurs susmentionnés ont été en partie contrebalancés par l'effet de change favorable d'environ 2 millions \$.

**Bénéfice** : Le bénéfice a reculé de 14 millions \$ comparativement à l'exercice précédent en raison de l'expiration des droits relatifs à l'eau de la centrale Rankine, du repli du prix moyen de gros du marché de l'énergie dans le nord de l'État de New York et en Ontario et de l'incidence de la baisse de la production dans le nord de l'État de New York. La diminution du bénéfice a été compensée en partie par la montée des intérêts créditeurs sur les prêts intersociétés octroyés par les entreprises de services publics non réglementés aux entreprises de services publics réglementés en Ontario, d'où la réduction des frais financiers et l'effet de change favorable de quelque 1 million \$. La contribution au bénéfice de la centrale hydroélectrique Rankine a atteint 3,5 millions \$ en 2009 contre environ 16 millions \$ pour 2008.

**Perspectives** : La centrale hydroélectrique Vaca de 19 MW, construite au coût de 53 millions \$ US sur la rivière Macal, au Belize, entrera en service en mars 2010. La centrale devrait accroître la production annuelle moyenne d'énergie sur la rivière Macal d'environ 80 GWh, la portant à 240 GWh.

De plus amples informations sur les prévisions de dépenses en immobilisations pour 2010 des entreprises de services publics non réglementés figurent à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme d'investissement ».

## Activités non réglementées – Fortis Properties

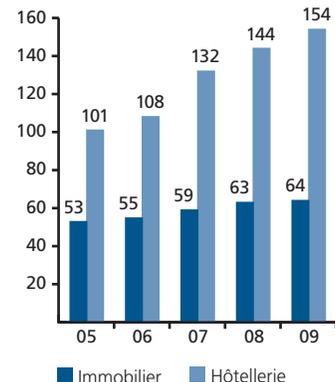
### Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions \$)

	2009	2008	Écart
Produits tirés de l'hôtellerie	154	144	10
Produits tirés de l'immobilier	64	63	1
Total des produits	218	207	11
Charges d'exploitation	146	135	11
Amortissement	16	15	1
Frais financiers	22	24	(2)
Impôts sur les bénéfices des sociétés	10	10	–
<b>Bénéfice</b>	<b>24</b>	<b>23</b>	<b>1</b>

### Produits de Fortis Properties (en millions \$)



**Produits d'exploitation** : Les produits tirés de l'hôtellerie se sont accrus de 10 millions \$ pour l'exercice en regard de l'exercice précédent, grâce à la contribution au bénéfice du Sheraton Hotel Newfoundland, acquis en novembre 2008, et du Holiday Inn Select Windsor, en Ontario, acquis en avril 2009. Cette contribution a été en partie contrebalancée par une diminution, imputable au repli économique, des produits tirés des autres propriétés hôtelières de la société dans toutes les régions.

Pour 2009, le revenu par chambre disponible s'est établi à 76,55 \$, comparativement à 80,39 \$ pour 2008. Cette baisse est principalement attribuable à la diminution du taux d'occupation dans toutes les régions où la société a des propriétés hôtelières, la diminution la plus importante s'étant produite dans l'Ouest canadien et en Ontario.

Les produits tirés de l'immobilier ont connu, par rapport à l'exercice précédent, une progression de 1 million \$ qui traduit la croissance de toutes les régions où la société a des propriétés hôtelières. Le taux d'occupation de la division immobilière était de 96,2 % au 31 décembre 2009, contre 96,8 % au 31 décembre 2008. L'affaiblissement du taux d'occupation tient principalement à une propriété dans une région rurale de Terre-Neuve.

**Bénéfice :** Le bénéfice a été de 1 million \$ plus élevé qu'à l'exercice précédent. La contribution du Sheraton Hotel Newfoundland et du Holiday Inn Select Windsor, combinée à la contribution accrue de la division immobilière et aux frais financiers moins élevés, a été partiellement annulée par le repli général du taux d'occupation dans les autres propriétés hôtelières de la société. Les frais financiers ont diminué principalement en raison de la baisse du solde de la dette externe découlant des remboursements de dette prévus.

Les charges d'exploitation ont été de 11 millions \$ supérieures à celles de l'exercice précédent et sont principalement imputables au Sheraton Hotel Newfoundland, notamment des coûts d'exploitation transitoires ponctuels engagés au premier trimestre de 2009, ainsi qu'au Holiday Inn Select Windsor. L'augmentation a été en partie compensée par la réduction de l'ensemble des coûts par le reste de la division hôtelière et par la baisse des frais d'exploitation engagés par la division immobilière découlant essentiellement du reclassement dans la dotation aux amortissements de 2009 de certaines charges d'exploitation importantes qui sont recouvrables auprès des locataires et qui ont auparavant été reportées et amorties par imputation dans les charges d'exploitation.

**Perspectives :** Les produits tirés des propriétés hôtelières comparables de la division hôtelière de Fortis Properties ont reculé en 2009, et la croissance interne des produits demeure incertaine pour 2010, compte tenu du repli économique et de son incidence sur les déplacements et les séjours hôteliers de loisirs et d'affaires.

La division immobilière a des actifs principalement dans le Canada atlantique, où la majorité des propriétés sont situées au sein de vastes marchés régionaux présentant une forte diversité économique. Les immeubles sont occupés par des locataires diversifiés ayant conclu des baux à long terme dont les dates d'échéance sont échelonnées, ce qui a pour effet de diminuer le risque de vacance.

## Siège social et autres<sup>1)</sup>

### Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions \$)

	2009	2008	Écart
Produits d'exploitation	27	26	1
Charges d'exploitation	14	16	(2)
Amortissement	8	8	-
Frais financiers <sup>2)</sup>	79	80	(1)
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices des sociétés	(21)	(23)	2
Dividendes sur actions privilégiées	18	14	4
<b>Charges nettes du secteur Siège social et autres</b>	<b>(71)</b>	<b>(69)</b>	<b>(2)</b>

<sup>1)</sup> Comprend le montant net des charges du siège social de Fortis et les charges nettes des activités non réglementées du siège social de Terasen, les résultats financiers de la participation de 30 % de Terasen dans CWLP et ceux de TES, filiale en propriété exclusive non réglementée de Terasen.

<sup>2)</sup> Comprennent les dividendes sur les actions privilégiées classées comme passifs à long terme.

**Produits d'exploitation :** Les produits d'exploitation ont affiché, par rapport à l'exercice précédent, une hausse de 1 million \$ qui découle en partie de la montée des intérêts créditeurs intersociétés attribuable à l'augmentation des prêts intersociétés, annulée partiellement par la baisse de la contribution de CWLP au bénéfice en raison de l'incidence du recul du nombre de contrats des clients.

**Charges nettes du secteur Siège social et autres :** Les charges nettes du secteur Siège social et autres ont augmenté de 2 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. Compte non tenu d'un ajustement favorable de 1 million \$ des impôts sur les bénéfices des sociétés de Fortis en 2009 et d'une réduction d'impôts de 2 millions \$ de Terasen comptabilisée en 2008 par suite du règlement de questions fiscales s'appliquant à des périodes antérieures liées à Terasen, les charges nettes du secteur Siège social et autres ont augmenté de 1 million \$ pour l'exercice par rapport à l'exercice précédent. L'augmentation découle de la hausse des dividendes versés sur les actions privilégiées, qui est attribuable à l'émission d'actions privilégiées de premier rang, série G, au cours du deuxième trimestre de 2008, et de la baisse de la contribution de CWLP au bénéfice, contrebalancées en partie par la réduction des charges d'exploitation et des frais financiers.

Les charges d'exploitation ont diminué par suite de la réduction des frais de développement des affaires de Fortis, annulée en partie par la montée des frais juridiques et des honoraires de consultation et des coûts liés aux avantages sociaux à Terasen.

Les frais financiers ont régressé sous l'effet de la baisse des emprunts moyens sur les facilités de crédit en 2009 comparativement à 2008 et des taux d'intérêt plus faibles sur ces emprunts, partiellement contrebalancés par les intérêts débiteurs associés aux débentures non garanties, 6,51 %, d'un capital de 200 millions \$, émises en juillet 2009 et par l'effet de change défavorable découlant de la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars américains.

En janvier 2010, Fortis a réalisé une émission d'actions privilégiées d'un capital de 250 millions \$ à taux d'intérêt fixe rétabli sur cinq ans. Le produit net de 242 millions \$ a été affecté au remboursement des emprunts effectués sur la facilité de crédit confirmée de la Société et au financement d'une injection de capitaux propres dans TGI aux fins du remboursement des emprunts sur les facilités de crédit de l'entreprise de services publics contractés pour répondre aux besoins de fonds de roulement et de dépenses en immobilisations.

## Faits saillants en matière de réglementation

Les tableaux qui suivent présentent la nature de la réglementation et un sommaire des principales décisions et demandes réglementaires liées à chacun des services publics réglementés de gaz et d'électricité de la Société :

### Nature de la réglementation

Entreprise de services publics réglementés	Organisme de réglementation	Capitaux propres attribuables aux actions ordinaires autorisés (%)	Rendements autorisés (%)			Caractéristiques de soutien
			2008	2009	2010	
<b>RCP</b>						
<b>TGI</b>	British Columbia Utilities Commission (« BCUC »)	40 <sup>1)</sup>	8,62 (avant le 1 <sup>er</sup> juillet 2009)	8,47 9,50 (après le 1 <sup>er</sup> juillet 2009)	9,50	Coût du service/RCP TGI : partage à parts égales du bénéfice supérieur ou inférieur au RCP autorisé en vertu d'un mécanisme d'ETR abandonné le 31 décembre 2009
<b>TGVI</b>	BCUC	40	9,32 (avant le 1 <sup>er</sup> juillet 2009)	9,17 10,00 (après le 1 <sup>er</sup> juillet 2009)	10,00	RCP établi par la BCUC, avec prise d'effet le 1 <sup>er</sup> juillet 2009, dans le cadre d'une décision concernant le coût du capital prise en 2009. Auparavant, le RCP autorisé était fixé selon une formule d'ajustement automatique fondée sur le rendement des obligations à long terme du Canada. Année témoin future
<b>FortisBC</b>	BCUC	40	9,02	8,87	9,90	Coût du service/RCP Mécanisme d'ETR de 2009 à 2011 – partage à parts égales du bénéfice supérieur ou inférieur au RCP autorisé jusqu'à un RCP égal à 200 points de base de plus ou de moins que le RCP autorisé – excédent dans un compte de report RCP établi par la BCUC, avec prise d'effet le 1 <sup>er</sup> janvier 2010, dans le cadre d'une décision concernant le coût du capital prise en 2009. Auparavant, le RCP autorisé était fixé selon une formule d'ajustement automatique fondée sur le rendement des obligations à long terme du Canada. Année témoin future
<b>FortisAlberta</b>	Alberta Utilities Commission (« AUC »)	41 <sup>2)</sup>	8,75	9,00	9,00	Coût du service/RCP RCP établi par l'AUC, avec prise d'effet le 1 <sup>er</sup> janvier 2009, dans le cadre d'une décision générale concernant le coût du capital prise en 2009. Auparavant, le RCP autorisé était fixé selon une formule d'ajustement automatique fondée sur le rendement des obligations à long terme du Canada. Année témoin future
<b>Newfoundland Power</b>	Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities (« PUB »)	45	8,95 +/- 50 points de base	8,95 +/- 50 points de base	9,00 +/- 50 points de base	Coût du service/RCP RCP de 2010 établi par le PUB. Sauf pour 2010, le RCP autorisé est fixé selon une formule d'ajustement automatique fondée sur le rendement des obligations à long terme du Canada. Année témoin future
<b>Maritime Electric</b>	Island Regulatory and Appeals Commission (« IRAC »)	40	10,00	9,75	9,75 <sup>3)</sup>	Coût du service/RCP Année témoin future
<b>FortisOntario</b>	CEO Énergie Niagara Algoma Power Contrat de concession Cornwall Electric	40 <sup>4)</sup> 50	9,00 s.o.	8,01 8,57	9,75 <sup>5)</sup> 9,75	Énergie Niagara – coût du service/RCP Algoma Power – coût du service/RCP et programme de subvention visant la protection des tarifs ruraux Cornwall Electric – prix plafond avec transfert du coût d'achat Énergie Niagara – 2004 a été l'année témoin historique pour 2008; 2009 utilisée comme année témoin à compter de 2009 Algoma Power – 2007 a été une année témoin pour 2009; 2010 est l'année témoin pour 2010
<b>RAB</b>						
<b>Belize Electricity</b>	Public Utilities Commission (« PUC »)	s.o.	10,00	10,00	– <sup>6)</sup>	Ententes de quatre ans à l'égard du coût du service et du RAB Des coûts additionnels en cas d'ouragan seraient reportés et la société pourrait en demander le recouvrement futur dans les tarifs imposés à la clientèle. Année témoin future
<b>Caribbean Utilities</b>	Electricity Regulatory Authority (« ERA »)	s.o.	9,00 – 11,00	9,00 – 11,00	7,75 – 9,75	Coût du service/RAB Mécanisme d'ajustement des plafonds tarifaires en fonction des indices des prix à la consommation publiés En vertu de la nouvelle licence de transport et de distribution, la société peut demander un tarif additionnel spécial à la clientèle dans l'éventualité d'un désastre, y compris un ouragan. Année témoin historique
<b>Fortis Turks and Caicos</b>	Les entreprises de services publics déposent des documents annuels auprès de la Commission de l'énergie	s.o.	17,50 <sup>7)</sup>	17,50 <sup>7)</sup>	17,50 <sup>7)</sup>	Coût du service/RAB Si le RAB réel est moins élevé que le RAB autorisé en raison de coûts additionnels découlant d'un ouragan ou d'un autre événement, la société peut demander une augmentation des tarifs imposés à la clientèle pour l'année suivante. Année témoin future

<sup>1)</sup> Prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2010. Pour 2008 et 2009, la composante capitaux propres réputée autorisée de la structure du capital était composée à 35 % de capitaux propres ordinaires.

<sup>2)</sup> Prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2009. Pour 2008, la composante capitaux propres réputée autorisée de la structure du capital était composée à 37 % de capitaux propres ordinaires.

<sup>3)</sup> Sous réserve de l'approbation réglementaire.

<sup>4)</sup> Prise d'effet le 1<sup>er</sup> mai 2010. Pour 2009, la composante capitaux propres réputée autorisée de la structure du capital était composée à 43,3 % de capitaux propres ordinaires à compter du 1<sup>er</sup> mai.

<sup>5)</sup> Sous réserve de la production par Énergie Niagara d'une demande portant sur le coût complet du service en 2010.

<sup>6)</sup> RAB autorisé à établir une fois réglées les questions réglementaires.

<sup>7)</sup> Chiffre prévu dans la licence. Les RAB réels atteints en 2008 et 2009 étaient substantiellement inférieurs au RAB autorisé en vertu de la licence en raison des investissements importants faits par la société de services publics.

## Principales décisions et demandes réglementaires

### Entreprise de services publics réglementés

Description sommaire	Description sommaire
TGI/TGVI	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Chaque trimestre, TGI et TGVI passent en revue les tarifs pour le gaz naturel et le propane avec la BCUC afin de s'assurer que les tarifs transférés aux clients suffisent à couvrir les coûts d'achat du gaz naturel et du propane, alors que les tarifs pour les activités médianes sont passés en revue par la BCUC chaque année en décembre. Tel qu'il a été approuvé par la BCUC, le tarif pour le gaz naturel est resté inchangé pour la plupart des clients, tandis que le tarif pour le propane et le tarif pour les activités médianes liées au gaz naturel ont diminué, dans tous les cas, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2009. En date du 1<sup>er</sup> avril 2009, la BCUC a approuvé la diminution des tarifs pour le gaz naturel et le propane. En date du 1<sup>er</sup> juillet 2009, la BCUC a approuvé le maintien sans modification des tarifs pour le gaz naturel à l'intention de la clientèle de la plupart des régions desservies, et elle a approuvé une augmentation des tarifs pour le propane à l'intention de la clientèle de Revelstoke. En date du 1<sup>er</sup> octobre 2009, la BCUC a approuvé la diminution des tarifs pour le gaz naturel à l'intention des clients du Lower Mainland, de la vallée du Fraser et des territoires de l'intérieur. Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2010, la BCUC a approuvé une augmentation des tarifs pour les activités médianes liées au gaz naturel et a maintenu les tarifs pour le gaz naturel au même niveau à l'intention des clients du Lower Mainland, de la vallée du Fraser, des territoires de l'intérieur, du Nord et de Kootenay. La BCUC a également approuvé une hausse des tarifs pour le propane imposés aux clients de Revelstoke, une augmentation des tarifs pour le gaz naturel imposés aux clients de Fort Nelson et une baisse des tarifs pour le gaz naturel imposés aux clients de Whistler, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2010.</li> <li>• En décembre 2008, la BCUC avait approuvé une hausse d'environ 6 % de la composante livraison dans les tarifs de base imposés à la clientèle de TGI, alors que pour TGVI, elle avait approuvé une hausse allant jusqu'à 5 % selon la catégorie de tarifs imposés à la clientèle. La composante livraison des tarifs de base imposés à la clientèle de 2009 reflétait la diminution du RCP autorisé de 2009, qui est passé à 8,47 % pour TGI et à 9,17 % pour TGVI, par suite de l'application des formules d'ajustement automatique du RCP.</li> <li>• En mars 2009, TGI a obtenu l'approbation de la BCUC demandée pour procéder à d'importants travaux de restauration de certaines traversées submergées du pipeline de transport dans le bras sud de la rivière Fraser desservant Vancouver et Richmond. Le projet devrait être achevé en 2010, à un coût total d'environ 27 millions \$.</li> <li>• En avril 2009, TGI a obtenu de la BCUC l'approbation de son nouveau programme d'efficacité et de conservation énergétiques de 41,5 millions \$ visant à offrir aux clients des outils de pointe et des incitatifs pour gérer leur consommation de gaz naturel, réduire les coûts énergétiques et diminuer les émissions de gaz à effet de serre. La mise en œuvre du programme a débuté à l'été 2009.</li> <li>• En juin 2009, la BCUC a approuvé la demande de TGI concernant la vente de GNL comme carburant de transport pour des parcs de véhicules.</li> <li>• En date du 1<sup>er</sup> juin 2009, la BCUC a approuvé une diminution moyenne de 12 % de la composante livraison des tarifs de base imposés à la clientèle de TGWI. En date du 1<sup>er</sup> juillet 2009, la BCUC a également approuvé une baisse des tarifs du gaz d'environ 10 % pour TGWI.</li> <li>• En novembre et décembre 2009, la BCUC a approuvé : i) des accords de règlement négocié relatifs aux demandes de besoins de revenus de TGI et de TGVI pour 2010 et 2011; ii) une hausse de la composante capitaux propres réputée de la structure du capital totale de TGI, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2010, la portant de 35 % à 40 %; iii) une augmentation du RCP autorisé de TGI, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> juillet 2009, le faisant passer de 8,47 % à 9,50 % et iv) une augmentation du RCP autorisé de TGVI et de TGWI, le portant de 9,17 % à 10,00 %, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> juillet 2009. Dans sa décision sur la demande relative au rendement des capitaux propres et à la structure du capital, la BCUC a décidé de conserver TGI en tant que point de repère pour le calcul du RCP autorisé de certaines entreprises de services publics réglementés par la BCUC. La BCUC a également déterminé que l'ancienne formule d'ajustement automatique utilisée pour établir le RCP chaque année n'aura plus cours et que les RCP autorisés en vertu de la décision de la BCUC s'appliqueront jusqu'à ce qu'ils soient passés en revue de façon plus approfondie par la BCUC. L'accord de règlement négocié approuvé par la BCUC à l'égard de TGI ne comportait pas de clause permettant de poursuivre l'utilisation du mécanisme d'ETR après l'expiration, le 31 décembre 2009, de l'accord d'ETR précédent de TGI. La base tarifaire de mi-exercice approuvée de TGI s'établit à environ 2 540 millions \$ pour 2010 et à environ 2 634 millions \$ pour 2011, et la base tarifaire de mi-exercice approuvée de TGVI est d'environ 555 millions \$ pour 2010 et d'environ 729 millions \$ pour 2011. L'incidence globale sur les tarifs imposés à la clientèle, y compris l'effet des modifications apportées aux tarifs pour les activités médianes liées au gaz naturel et au propane ou aux prix du gaz naturel ou du propane, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2010, comprenait : i) une hausse d'environ 10 % pour la clientèle du secteur résidentiel du Lower Mainland, de la vallée du Fraser, des territoires de l'intérieur, du Nord et de Kootenay; ii) une hausse d'environ 16 % pour la clientèle du secteur résidentiel de Revelstoke; iii) une baisse d'environ 12 % pour la clientèle de Whistler et iv) une hausse d'environ 8 % pour la clientèle de Fort Nelson. Les tarifs imposés à la clientèle de TGVI demeureront inchangés pour la période de deux ans commençant le 1<sup>er</sup> janvier 2010, comme le prescrit l'accord de règlement négocié approuvé par la BCUC à l'égard de TGVI.</li> <li>• En juin 2009, TGI a déposé, auprès de la BCUC, une demande visant à internaliser des éléments essentiels de ses services clients et à mettre en place un nouveau système d'information sur la clientèle. Deux nouveaux centres d'appel et le système d'information sur la clientèle devraient être mis en place en janvier 2012. Le coût total prévu du projet est d'environ 116 millions \$ et tient compte du report de certaines charges d'exploitation et d'entretien. La demande a été approuvée en février 2010, sous réserve de l'acceptation par la société d'une condition de partage des risques liés aux coûts prévoyant que la société partagera à parts égales avec sa clientèle les coûts ou les économies excédant un écart de plus ou moins 10 % par rapport au coût total approuvé du projet.</li> </ul>
FortisBC	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En décembre 2008, la BCUC a approuvé la demande de besoins de revenus de la société pour 2009, qui s'est traduite par une augmentation générale des tarifs facturés aux clients de 4,6 %, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2009. L'augmentation des tarifs imposés à la clientèle découlait principalement de l'investissement continu de la société dans les infrastructures électriques et de la hausse des prix de l'électricité achetée résultant de la croissance de la clientèle et de la demande d'électricité. Les tarifs pour 2009 tiennent compte d'un RCP autorisé de 8,87 % obtenu par l'application de la formule d'ajustement automatique du RCP. L'approbation de la demande de besoins de revenus pour 2009 comprend aussi une prolongation du mécanisme d'ETR pour les exercices 2009 à 2011 selon des modalités semblables à celles du mécanisme d'ETR antérieur, sauf que les charges d'exploitation et d'entretien brutes annuelles, avant les coûts indirects capitalisés, seront établies au moyen d'une formule intégrant la croissance de la clientèle et l'inflation, c'est-à-dire l'indice des prix à la consommation (« IPC ») pour la Colombie-Britannique, moins un facteur d'amélioration de la productivité (« FAP ») de 3 % en 2009, 1,5 % en 2010 et 1,5 % en 2011. Si l'inflation dépassait 3 %, l'excédent devrait être ajouté au FAP, ce qui plafonne effectivement l'IPC à 3 %.</li> </ul>

## Principales décisions et demandes réglementaires (suite)

### Entreprise de services publics réglementés

	Description sommaire
<b>FortisBC (suite)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En février 2009, la BCUC a rendu sa décision sur le plan de dépenses en immobilisations pour 2009 et 2010 de FortisBC. Des dépenses en immobilisations brutes totalisant 165 millions \$ et 156 millions \$ ont été approuvées respectivement pour 2009 et 2010.</li> <li>En août 2009, FortisBC a obtenu l'approbation de la BCUC demandée pour augmenter de 2,2 % les tarifs imposés à la clientèle, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> septembre 2009. Cette augmentation découle de la hausse des prix de l'électricité achetée que la société doit payer à BC Hydro.</li> <li>En décembre 2009, la BCUC a approuvé un accord de règlement négocié relatif à la demande de besoins de revenus de FortisBC pour 2010. Cet accord a donné lieu à une hausse généralisée des tarifs d'électricité imposés à la clientèle de 6,0 % avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2010. La hausse des tarifs est surtout attribuable aux investissements soutenus de la société dans l'infrastructure, d'où l'augmentation des coûts de l'approvisionnement énergétique et des coûts en capital. Le RCP autorisé de FortisBC a été augmenté, passant de 8,87 % en 2009 à 9,90 % le 1<sup>er</sup> janvier 2010, par suite de la décision de la BCUC d'accroître le RCP autorisé de TGI, l'entreprise de services publics qui sert de point de repère en Colombie-Britannique. L'accord de règlement négocié approuvé par la BCUC suppose une base tarifaire de mi-exercice d'environ 975 millions \$ pour 2010.</li> </ul>
<b>FortisAlberta</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En décembre 2008, FortisAlberta avait obtenu l'approbation réglementaire de ses tarifs de distribution pour 2009, qui lui permettait de recouvrer les coûts de distribution approuvés. Cette approbation s'est traduite par une augmentation de 8,6 % du tarif de distribution avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2009. L'augmentation tarifaire excède légèrement l'augmentation de 7,3 % envisagée dans l'accord de règlement négocié pour 2008-2009 en raison du recouvrement reporté, dans les tarifs imposés à la clientèle de 2009, de l'augmentation du RCP autorisé, établi à 8,75 % pour 2008. Les tarifs approuvés pour 2009 reflétaient aussi l'incidence de la convention collective de la société qui a été conclue après l'approbation de l'accord de règlement négocié pour 2008-2009.</li> <li>En juin 2009, FortisAlberta a déposé une demande générale de besoins de revenus pour les deux années 2010 et 2011 à l'égard de la distribution. La demande prévoit une base tarifaire de mi-exercice d'environ 1 538 millions \$ pour 2010 et d'environ 1 724 millions \$ pour 2011. L'incidence prévue sur la composante distribution dans les tarifs imposés à la clientèle correspond à une augmentation moyenne de 13,3 % pour 2010 et de 14,9 % pour 2011, compte non tenu de l'incidence d'une hausse du RCP autorisé et de la composante capitaux propres réputée de la structure du capital totale, en vertu de la décision générale de l'AUC relative au coût du capital. L'effet cumulatif du RCP et de la structure du capital définitifs autorisés pour 2009, décrit ci-dessous, devrait être recouré dans les tarifs d'électricité imposés à la clientèle en 2010. Les nouveaux tarifs d'électricité imposés à la clientèle qui seront établis pour 2010 traduiront un RCP autorisé de 9,00 % sur une composante capitaux propres réputée de la structure du capital totale de 41 %. FortisAlberta prévoit que l'AUC rendra une décision réglementaire au printemps 2010 et que les tarifs d'électricité définitifs imposés aux clients seront en vigueur à la fin de 2010 ou au début de 2011. Une approbation provisoire par l'AUC des tarifs d'électricité imposés aux clients a donné lieu à une hausse moyenne globale de 7,5 % des tarifs de base de distribution d'électricité imposés aux clients de FortisAlberta avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2010.</li> <li>En novembre 2009, l'AUC a rendu une décision relativement à l'instance générale sur les coûts du capital de 2009, et a établi un RCP autorisé général de 9,00 % pour 2009 et 2010 à l'égard de toutes les entreprises de services publics d'Alberta qu'elle régit. Le RCP autorisé, porté à 9,00 %, dépasse le RCP autorisé de 8,61 % qui aurait été appliqué à FortisAlberta en 2009 en vertu de l'ancienne formule d'ajustement automatique du RCP. La formule d'ajustement automatique du RCP ne sera plus utilisée, jusqu'à ce qu'elle ait fait l'objet d'un examen plus approfondi par l'AUC. L'AUC a aussi accru la composante capitaux propres réputée de la structure du capital totale de FortisAlberta pour la porter de 37 % à 41 %, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2009. Une tranche de 200 points de base de cette augmentation de la composante capitaux propres de la structure du capital résulte du fait que FortisAlberta est devenue une entreprise de services publics non imposable aux fins de l'établissement des tarifs. L'AUC a également ordonné que le RCP autorisé général pour les entreprises de services publics d'Alberta qu'elle régit, y compris FortisAlberta, soit établi provisoirement à 9,00 % pour 2011. Il a été décidé d'appliquer un RCP provisoire parce que l'AUC n'était pas prête à imposer de nouveau une formule d'ajustement sans avoir eu la possibilité d'évaluer l'évolution des marchés financiers et de réexaminer à nouveau les facteurs qui devraient faire partie de la formule.</li> </ul>
<b>Newfoundland Power</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En novembre 2008, le PUB a approuvé, telle qu'elle a été déposée, la demande de budget d'investissement de la société pour 2009, totalisant environ 62 millions \$, soit à peu près la moitié des dépenses en immobilisations proposées ayant trait à la construction et au maintien des immobilisations du réseau d'électricité. Au cours du troisième trimestre de 2009, Newfoundland Power a déposé des ajouts à sa demande de budget d'investissement d'environ 2 millions \$ pour 2009 qui ont été approuvés par le PUB.</li> <li>Fixé à 8,95 % pour 2009, le RCP autorisé de la société pour 2009 est demeuré inchangé par rapport à 2008 et, par conséquent, il n'a pas eu d'incidence sur les tarifs d'électricité imposés aux clients en 2009.</li> <li>Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> juillet 2009, le PUB a approuvé une diminution moyenne globale d'environ 6,6 % des tarifs d'électricité imposés à la clientèle, reflétant le transfert à la clientèle, au moyen du compte de stabilisation tarifaire, de la variation du coût du combustible utilisé pour produire l'électricité que Newfoundland Hydro vend à Newfoundland Power. La diminution des tarifs d'électricité imposés à la clientèle n'a pas eu d'incidence sur le bénéfice de Newfoundland Power en 2009.</li> <li>En novembre 2009, le PUB a approuvé la demande de budget d'investissement de la société d'environ 65 millions \$ pour 2010.</li> <li>En décembre 2009, le PUB a rendu, à l'égard de la demande tarifaire générale pour 2010 de Newfoundland Power, une décision qui s'est soldée par une augmentation moyenne globale des tarifs de base d'électricité imposés à la clientèle d'environ 3,5 %, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2010, y compris l'incidence d'une hausse du RCP autorisé, qui a été porté de 8,95 % en 2009 à 9,00 %, soit le taux établi par le PUB pour 2010. La décision du PUB suppose une base tarifaire de mi-exercice d'environ 869 millions \$ pour 2010. Le PUB a également ordonné que le RCP autorisé de Newfoundland Power pour 2011 et 2012 soit établi au moyen de la formule d'ajustement automatique du RCP. Cette formule doit être réexaminée par le PUB au premier trimestre de 2010.</li> </ul>

## Principales décisions et demandes réglementaires (suite)

### Entreprise de services publics réglementés

Description sommaire	Description sommaire
<b>Maritime Electric</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En mars 2009, l'IRAC a approuvé la demande de tarifs de Maritime Electric pour 2009, laquelle a entraîné une augmentation du montant de base des coûts d'énergie facturés à la clientèle et recouvrés auprès de cette dernière et comptabilisés dans les produits, par leur inclusion dans la composante tarifs de base de la facturation, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> avril 2009. L'augmentation du coût de l'énergie de référence dans les tarifs de base, qui est passé de 6,73 cents le kilowattheure (« kWh ») à 7,7 cents le kWh, a donné lieu à une diminution du montant des coûts de l'énergie qui doivent être recouvrés auprès de la clientèle du fait du mécanisme d'ajustement du coût de l'électricité (« MACE »). En outre, l'IRAC a approuvé le report des coûts de l'énergie de remplacement relativement à la centrale nucléaire Pointe Lepreau (« Pointe Lepreau ») de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (« Énergie NB ») pour 2009, de même que le prolongement de la période d'amortissement du MACE à douze mois, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> avril 2009. L'IRAC a en outre approuvé, telle qu'elle a été déposée, la demande de RCP autorisé maximal de 9,75 % pour 2009, en baisse par rapport au RCP autorisé de 10,00 % pour 2008. L'effet global sur les tarifs d'électricité facturés aux clients résidentiels pour 2009 est une hausse de 5,3 % d'après une consommation moyenne de 650 kWh par mois.</li> <li>En septembre 2009, Énergie NB a annoncé que la remise en état de Pointe Lepreau était en retard, la date cible de reprise de la production d'électricité étant reportée au début de 2011. La remise en service du réacteur était initialement prévue le 1<sup>er</sup> octobre 2009.</li> <li>En octobre 2009, Maritime Electric a obtenu l'approbation réglementaire de sa demande de budget d'investissement pour 2010, telle qu'elle a été déposée, totalisant 22 millions \$, compte non tenu des apports de la clientèle.</li> <li>En octobre 2009, Maritime Electric a obtenu l'approbation réglementaire de la prolongation, jusqu'au 31 décembre 2010, de la convention d'achat d'énergie conclue avec Énergie NB. La convention, qui est entrée en vigueur en avril 2008, devait échoir en septembre 2009 au moment de la remise en service de Pointe Lepreau. Puisque la remise en état a pris du retard et, par conséquent, que la remise en service a été reportée à une date ultérieure, la convention d'achat d'énergie a dû être prolongée.</li> <li>En janvier 2010, Maritime Electric a déposé une demande auprès de l'IRAC : i) pour fournir un rapport sur l'incidence d'un nouveau calcul à l'égard du compte du MACE en 2009 et pour que le coût de l'énergie de référence soit haussé dans les tarifs de base, pour le faire passer de 7,7 cents le kWh à 9,4 cents le kWh, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> avril 2010, et de 9,4 cents le kWh à 9,6 cents le kWh, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> avril 2011; ii) pour que les coûts de l'énergie de remplacement engagés pendant la remise en état de la centrale Pointe Lepreau soient amortis sur une période de 25 ans correspondant à la durée de vie prolongée de la centrale et iii) pour que le RCP autorisé de 9,75 % pour 2009 demeure inchangé en 2010 et en 2011.</li> </ul>
<b>FortisOntario</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En août 2009, la CEO a délivré à l'égard de Fort Erie et de Gananoque une ordonnance tarifaire approuvant, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> mai 2009, les augmentations des tarifs de distribution définitifs de respectivement 5,1 % et 11,7 % établies en utilisant 2009 comme année témoin future, l'incidence sur la facturation aux clients prenant effet le 1<sup>er</sup> septembre 2009. Les produits différentiels du 1<sup>er</sup> mai 2009 au 31 août 2009 seront recouvrés auprès de la clientèle au moyen d'un avenant tarifaire en vigueur du 1<sup>er</sup> septembre 2009 au 30 avril 2010. L'ordonnance tarifaire a confirmé la structure du capital réputée comprenant 43,3 % de capitaux propres, a approuvé un RCP autorisé de 8,01 % pour 2009 et a approuvé toutes les dépenses en immobilisations prévues et pratiquement toutes les charges d'exploitation prévues, telles qu'elles ont été déposées. Les augmentations tarifaires approuvées tenaient compte principalement de l'incidence des mises à niveau du réseau de distribution.</li> <li>En septembre et octobre 2009, la CEO a tenu une conférence à l'intention des intervenants afin de déterminer si la conjoncture actuelle de l'économie et des marchés des capitaux justifie un ajustement du coût du capital. En décembre 2009, la CEO a publié son rapport sur le coût du capital pour les services publics réglementés de l'Ontario. Le RCP autorisé préliminaire a été établi à 9,75 % pour les entreprises ontariennes de services publics régies par la CEO, en fonction des indicateurs économiques courants. La formule de calcul du RCP a été améliorée pour en atténuer la sensibilité aux variations des rendements à long terme des obligations du gouvernement du Canada et comprend un facteur supplémentaire pour calculer les différentiels de taux des obligations des entreprises de services publics. Le RCP autorisé révisé sera en vigueur pour l'établissement des tarifs imposés à la clientèle à compter de 2010, sous forme de demande portant sur le coût du service.</li> <li>En octobre et novembre 2009, FortisOntario a déposé des demandes d'établissement des tarifs de distribution d'électricité aux termes du mécanisme tarifaire incitatif de troisième génération afin d'harmoniser les tarifs de Fort Erie et de Gananoque avec ceux de Port Colborne, à compter du 1<sup>er</sup> mai 2010, en fonction d'une structure du capital réputée qui comprend 40 % de capitaux propres. Pour les années exclues du nouveau calcul, les tarifs d'électricité imposés à la clientèle sont établis au moyen de facteurs inflationnistes moins une cible d'efficacité, à l'aide du mécanisme tarifaire incitatif de troisième génération de la CEO.</li> <li>En octobre 2009, la CEO a délivré à l'égard de Port Colborne une ordonnance tarifaire approuvant l'augmentation de 8,4 % du tarif d'électricité définitif prenant 2009 pour année témoin future, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> mai 2009, l'incidence sur la facturation aux clients prenant effet le 1<sup>er</sup> novembre 2009. Les produits différentiels du 1<sup>er</sup> mai 2009 au 31 octobre 2009 seront recouvrés auprès de la clientèle au moyen d'un avenant tarifaire en vigueur du 1<sup>er</sup> novembre 2009 au 30 avril 2011. L'ordonnance tarifaire a ratifié une structure du capital réputée qui comprend 43,3 % de capitaux propres et a approuvé un RCP autorisé de 8,01 % pour 2009.</li> <li>FortisOntario prévoit déposer une demande de nouveaux tarifs d'électricité pour Algoma Power au premier semestre de 2010, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> juillet 2010, qui utilisera 2010 comme année témoin future et un RCP autorisé de 9,75 %.</li> </ul>

## Principales décisions et demandes réglementaires (suite)

### Entreprise de services publics réglementés

Description sommaire	
<b>Belize Electricity</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En juin 2008, la PUC a rendu sa décision finale à l'égard de la demande tarifaire de Belize Electricity pour 2008–2009, rejetant la plupart des recommandations de l'expert indépendant nommé par la PUC afin d'examiner la décision initiale rendue par la PUC à l'égard de la demande tarifaire de Belize Electricity pour 2008–2009, et n'accordant pas l'augmentation demandée du tarif moyen général de l'électricité. La PUC a aussi ordonné un ajustement rétroactif de 36 millions \$ BZ lié aux résultats financiers de l'exercice précédent de Belize Electricity. En substance, l'ajustement représentait le rejet de coûts du combustible et de l'électricité achetée engagés antérieurement. La PUC a aussi réduit le RAB autorisé cible de Belize Electricity, le faisant passer de 12 % à 10 % par une réduction du volet DVA du tarif moyen de l'électricité. En conséquence directe de la décision finale de juin 2008, Belize Electricity a comptabilisé une charge de 18 millions \$ (36 millions \$ BZ) (dont 13 millions \$ représentaient la quote-part de la Société) dans les coûts de l'approvisionnement énergétique au cours du deuxième trimestre de 2008. La décision finale n'a pas d'incidence sur les activités de production hydroélectrique de la Société menées par BECOL.</li> <li>La décision finale proposait aussi l'utilisation d'un mécanisme automatique, qui sera finalisé par la PUC, pour ajuster mensuellement, avec un décalage de deux mois, la composante coûts de l'électricité du tarif afin de refléter les coûts réels de l'électricité. Le mécanisme d'ajustement automatique, qui était rétroactif avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> septembre 2008, permet le recouvrement auprès de la clientèle, ou le remboursement à celle-ci, du montant de l'excédent du coût réel de l'électricité sur le coût de référence de l'électricité, lorsqu'il dépasse un seuil de 10 %.</li> <li>En février 2009, la PUC a modifié la décision finale relative à la demande tarifaire de Belize Electricity pour 2008–2009 (la « modification »), en vigueur pour la période du 1<sup>er</sup> janvier 2009 au 30 juin 2009. La modification prévoit une augmentation du volet DVA du tarif moyen de l'électricité permettant à Belize Electricity de toucher un RAB autorisé cible de 12 %, mais a aussi pour résultat de réduire la composante coût de l'électricité du tarif moyen d'électricité, du fait d'une baisse globale du coût de l'électricité. Par conséquent, la modification s'est traduite par une diminution globale du tarif moyen de l'électricité, qui est passé de 44,1 cents BZ le kWh à 37,5 cents BZ le kWh. La modification prévoit aussi une baisse de la valeur de l'actif réglementaire sur laquelle le RAB autorisé est fondé, tout en augmentant les charges d'exploitation d'un montant équivalent, et une réduction de l'amortissement, des impôts et taxes et des droits ainsi que des besoins de revenus connexes.</li> <li>En avril 2009, Belize Electricity a déposé sa demande de révision tarifaire annuelle pour la période tarifaire annuelle allant du 1<sup>er</sup> juillet 2009 au 30 juin 2010 (la « demande tarifaire pour 2009–2010 »), proposant une baisse de 6 % du tarif moyen de l'électricité, de même qu'une contrepassation de la charge de 36 millions \$ BZ, décrite ci-dessus. La PUC n'a pas accepté la demande tarifaire pour 2009–2010, invoquant qu'aucune instance de révision tarifaire annuelle n'était en cours.</li> <li>Les modifications apportées à la législation sur l'électricité par le gouvernement du Belize et la PUC, ainsi que la décision finale de juin 2008 de la PUC et sa modification, qui étaient fondées sur les lois modifiées, ont fait l'objet d'une contestation judiciaire par Belize Electricity dans le cadre de plusieurs instances. Le processus judiciaire se poursuit, donnant lieu à des décisions provisoires, des jugements et des appels. À l'heure actuelle, il est impossible de prédire quand ces instances s'achèveront et quelle en sera l'issue finale. La Cour suprême du Belize a émis une injonction contre la modification jusqu'à ce que l'appel de la décision finale de juin 2008 par Belize Electricity soit instruit devant la Cour. L'appel de la décision finale de juin 2008 a été entendu au début d'octobre 2009, mais après avoir étudié les éléments préliminaires, le juge a reporté l'affaire à une date qui reste à déterminer. De plus, l'appel par Belize Electricity de la décision précédente de la Cour suprême du Belize qui confirmait certaines modifications apportées à la législation sur l'électricité par le gouvernement du Belize et la PUC a été rejeté en juin 2009.</li> <li>En juin 2009, le gouvernement du Belize a publié un texte réglementaire en vertu duquel les fournisseurs de services de production d'électricité et d'approvisionnement en eau, y compris BECOL, seraient déclarés fournisseurs de services publics au sens de la loi intitulée <i>Public Utilities Commission Act</i> en date du 1<sup>er</sup> mai 2009. Fortis continue d'étudier le texte réglementaire et ses répercussions sur les conventions d'achat d'électricité déjà négociées et approuvées par la PUC.</li> </ul>
<b>Caribbean Utilities</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En mars 2009, l'ERA a approuvé le plan d'investissement en immobilisations (« PII ») de 2009 de 48 millions \$ US de la société.</li> <li>En avril 2009, Caribbean Utilities a répondu à un appel de soumissions visant l'installation de deux unités de production de 16 MW chacune, la première devant être installée en mai 2012 et l'autre, en mai 2013. Un autre soumissionnaire a manifesté son intérêt pour la production combinée de 32 MW. En septembre 2009, en raison de la conjoncture économique et de la révision des prévisions à moyen terme de croissance de la charge par Caribbean Utilities, l'ERA a annulé l'appel de soumissions visant cette expansion de capacité de 32 MW. Caribbean Utilities et l'ERA continueront de surveiller les indicateurs de croissance et réviseront les prévisions, au besoin. Un nouvel appel de soumissions pourrait être lancé si les indicateurs révélaient des besoins futurs de capacité additionnelle.</li> <li>L'ERA a approuvé une augmentation de 2,4 % des tarifs de base d'électricité imposés à la clientèle, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> juin 2009, en conformité avec la licence de transport et de distribution de Caribbean Utilities.</li> <li>En février 2010, l'ERA a approuvé le PII de 98 millions \$ US de Caribbean Utilities pour 2010–2014, lequel prévoit des dépenses liées à l'expansion de la capacité autre que de production. Le PII de 2010–2014 soumis à l'ERA par Caribbean Utilities en octobre 2009 totalisait 157 millions \$ US, y compris des coûts estimatifs de 59 millions \$ US associés à l'expansion future de la capacité de production dont l'approbation devrait être demandée.</li> </ul>
<b>Fortis Turks and Caicos</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En mars 2009, Fortis Turks and Caicos mettait l'accent, dans son dépôt réglementaire annuel pour 2008, sur le rendement de la société en 2008 et sur ses projets d'investissement liés à l'expansion pour 2009.</li> </ul>

## Situation financière consolidée

Le tableau qui suit présente les principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés de Fortis entre le 31 décembre 2009 et le 31 décembre 2008.

### Principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés entre le 31 décembre 2009 et le 31 décembre 2008

Compte du bilan	Augmentation/ (diminution) (en millions \$)	Explication
Débiteurs	(86)	La diminution est principalement attribuable aux températures plus élevées, à la baisse du prix du gaz naturel pour les sociétés Terasen Gas et au coût moindre du combustible pour Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos.
Actifs réglementaires à court et à long terme	621	L'augmentation s'explique surtout par la comptabilisation d'actifs réglementaires de 560 millions \$ au 31 décembre 2009, qui résulte de la constatation d'impôts futurs par suite de l'adoption du chapitre 3465, dans sa version modifiée, « Impôts sur les bénéfiques », avec prise d'effet le 1 <sup>er</sup> janvier 2009. Le reste de l'augmentation est essentiellement lié : i) au report par les sociétés Terasen Gas de la variation de la juste valeur de marché des dérivés sur gaz naturel et du montant de l'excédent des coûts nets réels des activités médianes liées au gaz naturel sur les montants recouverts auprès des clients au moyen des tarifs en 2009; ii) au report des coûts de l'énergie de remplacement de Pointe Lepreau par Maritime Electric et iii) au compte de report des charges de l'AESO de 2009 de FortisAlberta. L'augmentation a été neutralisée en partie par l'incidence du report des montants recouverts dans les tarifs imposés à la clientèle en sus du coût réel du gaz naturel pour les sociétés Terasen Gas en 2009.
Stocks	(51)	La diminution est surtout associée à la baisse du prix du gaz naturel.
Autres actifs	(56)	La diminution est imputable à une réduction de 61 millions \$ par suite de l'abandon, avec prise d'effet le 12 février 2009, de la consolidation de la participation de la Société dans la société Exploits, et elle est contrebalancée en partie par l'accroissement de l'actif au titre des prestations de retraite constituées de Newfoundland Power, qui s'explique par le fait que la capitalisation des régimes de retraite a été supérieure à la charge de retraite en 2009. Pour plus de renseignements sur la société Exploits, se reporter à la rubrique « Estimations comptables critiques – Événualités » du présent rapport de gestion.
Immobilisations de services publics	546	L'augmentation a trait essentiellement aux 966 millions \$ investis dans les réseaux d'électricité et de gaz, en partie contrebalancés par l'amortissement, les contributions de la clientèle et l'effet de change créé par la conversion des immobilisations libellées en monnaie étrangère des entreprises de services publics.
Créditeurs et charges à payer	(22)	La diminution tient à une baisse des montants à payer pour le gaz naturel acheté par les sociétés Terasen Gas en raison de la baisse des prix et des volumes du gaz naturel, en partie compensée par une augmentation de 30 millions \$ associée à la variation de la juste valeur de marché des dérivés sur gaz naturel des sociétés Terasen Gas.
Dividendes à verser	(44)	La diminution découle du calendrier de déclaration des dividendes sur les actions ordinaires.
Impôts sur les bénéfiques à payer	(43)	La diminution a trait essentiellement au calendrier des paiements d'impôts sur les bénéfiques des sociétés de Terasen Gas et de Newfoundland Power.
Passifs réglementaires à court et à long terme	55	L'augmentation s'explique surtout par la comptabilisation de passifs réglementaires de 35 millions \$ au 31 décembre 2009 résultant de la constatation d'impôts futurs par suite de l'adoption du chapitre 3465, dans sa version modifiée, « Impôts sur les bénéfiques », avec prise d'effet le 1 <sup>er</sup> janvier 2009. Les passifs réglementaires ont aussi monté en raison de la baisse du coût du combustible et de l'électricité achetée pour Belize Electricity en 2009, comparativement aux montants récupérés dans les tarifs imposés à la clientèle en 2009 et au report de l'incidence qu'auraient sur le bénéfice les variations de la consommation réelle des clients par rapport à la consommation prévue au cours de 2009 aux sociétés Terasen Gas. La progression a été partiellement contrebalancée par le report du montant de l'excédent des coûts nets réels des activités médianes liées au gaz naturel sur les montants recouverts auprès des clients par les sociétés Terasen Gas au moyen des tarifs en 2009.
Passifs d'impôts futurs à court et à long terme	524	L'augmentation est principalement attribuable à la comptabilisation d'impôts futurs par suite de l'adoption du chapitre 3465, dans sa version modifiée, « Impôts sur les bénéfiques », avec prise d'effet le 1 <sup>er</sup> janvier 2009.

## Principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés entre le 31 décembre 2009 et le 31 décembre 2008 (suite)

Compte du bilan	Augmentation/ (diminution) <i>(en millions \$)</i>	Explication
Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition (y compris la tranche échéant à moins de un an)	376	<p>L'augmentation résulte essentiellement de l'émission de titres de créance à long terme, en partie atténuée par un remboursement net de 14 millions \$ des emprunts sur les facilités de crédit confirmées, et par la diminution de 61 millions \$ associée à l'abandon de la consolidation de la participation de la Société dans la société Exploits, à compter du 12 février 2009; des remboursements prévus des emprunts et des échéances de la dette; et de l'effet de change lié à la conversion de la dette libellée en monnaie étrangère. Pour plus de renseignements sur la société Exploits, se reporter à la rubrique « Estimations comptables critiques – Éventualités » du présent rapport de gestion.</p> <p>Les émissions de titres de créance à long terme, surtout aux fins du remboursement des emprunts sur les facilités de crédit confirmées, des emprunts à court terme et des dettes échues, ont consisté en une émission de débentures d'un capital de 100 millions \$ par TGI, une émission de débentures d'un capital de 225 millions \$ par FortisAlberta, une émission d'obligations d'un capital de 65 millions \$ par Newfoundland Power, une émission de billets d'un capital de 40 millions \$ US par Caribbean Utilities, une émission de débentures d'un capital de 105 millions \$ par FortisBC et une émission de débentures d'un capital de 200 millions \$ par Fortis.</p> <p>La diminution nette de 14 millions \$ des emprunts sur les facilités de crédit confirmées est attribuable aux remboursements nets de FortisAlberta et de Newfoundland Power, en partie contrebalancés par les emprunts nets par la Société.</p> <p>Le calendrier de remboursement de la dette prévoit le remboursement de dettes arrivées à échéance de 60 millions \$ par TGI et de 50 millions \$ par FortisBC.</p>
Part des actionnaires sans contrôle	(22)	La diminution est principalement liée à l'effet de change attribuable à la conversion des montants en dollars américains de la part des actionnaires sans contrôle, ainsi qu'à la hausse de 2,7 % de la participation conférant le contrôle de Fortis dans Caribbean Utilities en juillet 2009.
Capitaux propres	147	L'augmentation est surtout redevable au bénéfice net attribuable aux actions ordinaires de 2009, déduction faite des dividendes sur actions ordinaires. Le reste de l'augmentation est lié à l'émission d'actions ordinaires en vertu des régimes d'achat d'actions, de réinvestissement des dividendes et d'options sur actions de la Société, en partie neutralisée par une hausse du cumul des autres éléments du résultat étendu.

## Situation de trésorerie et sources de financement

Le tableau qui suit présente les sources et les affectations des flux de trésorerie de la Société en 2009 comparativement à 2008. Il est suivi d'une analyse de la nature des écarts des flux de trésorerie par rapport à l'exercice précédent.

### Sommaire des flux de trésorerie

Exercices terminés les 31 décembre

*(en millions \$)*

	2009	2008	Écart
<b>Trésorerie au début de l'exercice</b>	<b>66</b>	58	8
<b>Flux de trésorerie liés à ce qui suit :</b>			
Activités d'exploitation	637	661	(24)
Activités d'investissement	(1 052)	(852)	(200)
Activités de financement	438	196	242
Effet de change sur les soldes de trésorerie	(4)	3	(7)
<b>Trésorerie à la fin de l'exercice</b>	<b>85</b>	66	19

**Activités d'exploitation :** En 2009, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, après ajustements au fonds de roulement, ont diminué de 24 millions \$ en regard de l'exercice précédent. La diminution résulte essentiellement du calendrier de déclaration des dividendes sur les actions ordinaires, du calendrier des paiements d'impôts sur les bénéficiaires des sociétés de Newfoundland Power et d'une augmentation du montant à payer ainsi que de variations négatives du fonds de roulement des sociétés Terasen Gas qui découlent des écarts entre le prix du gaz naturel et le coût du gaz naturel facturé aux clients d'un exercice à l'autre. La diminution a été en partie compensée par des variations favorables dans le compte de report des charges de l'AESO de FortisAlberta.

**Activités d'investissement :** Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement en 2009 ont représenté 200 millions \$ de plus qu'à l'exercice précédent. Cependant, les activités d'investissement de 2009 comprennent l'acquisition d'Algoma Power au prix d'environ 70 millions \$, moins la trésorerie acquise, et l'acquisition du Holiday Inn Select Windsor pour un prix d'environ 7 millions \$. Les activités d'investissement de 2008 tenaient compte de l'acquisition du Sheraton Hotel Newfoundland pour un prix d'environ 22 millions \$. Compte non tenu de l'incidence des acquisitions d'entreprises en 2009 et 2008, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont augmenté relativement à l'exercice précédent en raison des dépenses en immobilisations brutes plus élevées et de la diminution des contributions destinées à la construction.

En 2009, les dépenses en immobilisations brutes se sont élevées à 1 024 millions \$, soit 89 millions \$ de plus qu'en 2008. L'augmentation tient à une hausse des dépenses en immobilisations de services publics engagées par FortisAlberta et les sociétés Terasen Gas.

**Activités de financement :** Les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont progressé de 242 millions \$ en 2009 par rapport à l'exercice précédent, surtout grâce au produit plus élevé tiré des émissions de titres de créance à long terme, et à la baisse des remboursements sur la dette à long terme, des remboursements nets sur les facilités de crédit confirmées et des emprunts à court terme, le tout partiellement annulé par une baisse du produit tiré des émissions d'actions ordinaires et d'actions privilégiées.

Le montant net des emprunts à court terme de 2009 correspond à 8 millions \$, alors qu'en 2008, il y avait eu un remboursement net des emprunts à court terme de 69 millions \$. L'augmentation des flux de trésorerie attribuable aux variations des emprunts à court terme est redevable aux sociétés Terasen Gas et à Maritime Electric.

Le produit de l'émission de titres de créance à long terme, déduction faite des frais d'émission, les remboursements sur la dette à long terme et les obligations liées aux contrats de location-acquisition, et le montant net des emprunts (remboursements) sur les facilités de crédit consenties pour 2009 sont résumés et comparés à ceux de 2008 dans les tableaux qui suivent.

## Produit des émissions de titres de créance à long terme, déduction faite des frais d'émission

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions \$)

	2009	2008	Écart
Sociétés Terasen Gas	99 <sup>1)</sup>	496 <sup>2) 3)</sup>	(397)
FortisAlberta	222 <sup>4) 5)</sup>	99 <sup>6)</sup>	123
FortisBC	104 <sup>7)</sup>	–	104
Newfoundland Power	64 <sup>8)</sup>	–	64
Maritime Electric	–	60 <sup>9)</sup>	(60)
Caribbean Utilities	43 <sup>10)</sup>	–	43
Siège social – Fortis	197 <sup>11)</sup>	–	197
Divers	–	7	(7)
<b>Total</b>	<b>729</b>	<b>662</b>	<b>67</b>

<sup>1)</sup> Émission par TGI en février 2009 de débetures non garanties à 6,55 %, 30 ans, d'un capital de 100 millions \$. Le produit net a été affecté au remboursement des emprunts sur les facilités de crédit ainsi qu'au remboursement des débetures non garanties à 10,75 %, d'un capital de 60 millions \$, venues à échéance en juin 2009.

<sup>2)</sup> Émission par TGI en mai 2008 de débetures non garanties à 5,80 %, 30 ans, d'un capital de 250 millions \$. Le produit net a été principalement affecté au remboursement des débetures à 6,20 %, d'un capital de 188 millions \$ et d'emprunts à court terme arrivant à échéance.

<sup>3)</sup> Émission par TGI en février 2008 de débetures non garanties à 6,05 %, 30 ans, d'un capital de 250 millions \$. Le produit net a été affecté au remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit confirmées.

<sup>4)</sup> Émission en octobre 2009 de débetures non garanties à 5,37 %, 30 ans, d'un capital de 125 millions \$. Le produit net a été affecté au remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit confirmées et aux fins générales du siège social.

<sup>5)</sup> Émission en février 2009 de débetures non garanties à 7,06 %, 30 ans, d'un capital de 100 millions \$. Le produit net a été affecté au remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit confirmées et aux fins générales du siège social.

<sup>6)</sup> Émission en avril 2008 de débetures non garanties à 5,85 %, 30 ans, d'un capital de 100 millions \$. Le produit net a été affecté au remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit confirmées.

<sup>7)</sup> Émission en juin 2009 de débetures non garanties à 6,10 %, 30 ans, d'un capital de 105 millions \$. Le produit net a été affecté au remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit confirmées, aux fins générales du siège social, y compris le financement de dépenses en immobilisations et des besoins du fonds de roulement, ainsi qu'au remboursement des débetures à 6,75 %, d'un capital de 50 millions \$, venues à échéance en juillet 2009.

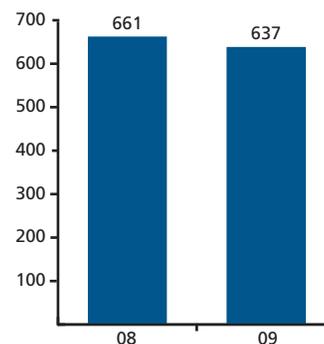
<sup>8)</sup> Émission en mai 2009 d'obligations hypothécaires de premier rang à fonds d'amortissement à 6,606 %, 30 ans, d'un capital de 65 millions \$. Le produit net a été affecté au remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit confirmées et aux fins générales du siège social, y compris le financement de dépenses en immobilisations.

<sup>9)</sup> Émission en avril 2008 d'obligations hypothécaires de premier rang garanties à 6,05 %, 30 ans, d'un capital de 60 millions \$. Le produit a été affecté au remboursement d'emprunts à court terme.

<sup>10)</sup> Émission en mai 2009 et en juillet 2009 de billets non garantis à 7,50 %, 15 ans, d'un capital respectif de 30 millions \$ US et de 10 millions \$ US. Le produit net a été affecté au remboursement des emprunts à court terme et au financement des dépenses en immobilisations.

<sup>11)</sup> Émission en juillet 2009 de débetures non garanties à 6,51 %, 30 ans, d'un capital de 200 millions \$. Le produit net a servi à rembourser la totalité de la dette existante engagée en vertu de la facilité de crédit confirmée de la Société et aux fins générales du siège social.

**Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation**  
(en millions \$)



## Remboursements sur la dette à long terme et les obligations liées aux contrats de location-acquisition

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions \$)	2009	2008	Écart
Sociétés Terasen Gas	(62)	(193)	131
FortisBC	(55)	–	(55)
Newfoundland Power	(5)	(5)	–
Caribbean Utilities	(16)	(11)	(5)
Fortis Properties	(24)	(13)	(11)
Siège social – Terasen	–	(200)	200
Divers	(10)	(9)	(1)
<b>Total</b>	<b>(172)</b>	<b>(431)</b>	<b>259</b>

## Emprunts (remboursements), montant net, sur les facilités de crédit confirmées

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions \$)	2009	2008	Écart
Sociétés Terasen Gas	5	(261)	266
FortisAlberta	(99)	101	(200)
FortisBC	4	31	(27)
Newfoundland Power	(18)	(1)	(17)
Siège social	94	(179)	273
<b>Total</b>	<b>(14)</b>	<b>(309)</b>	<b>295</b>

Les emprunts effectués par les entreprises de services publics sur les facilités de crédit sont principalement destinés à leurs programmes d'investissement ou à leurs besoins de fonds de roulement. Les remboursements sont surtout financés par l'émission de titres de créance à long terme, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ou les injections de capitaux propres par Fortis. Le produit tiré de temps à autre des émissions d'actions privilégiées, d'actions ordinaires et de titres de créance à long terme est affecté au remboursement des emprunts faits sur la facilité de crédit confirmée de la Société. Au cours du troisième trimestre de 2009, un remboursement net de 144 millions \$ sur la facilité de crédit confirmée de la Société a été financé à l'aide d'une partie du produit d'une émission de débentures non garanties d'un capital de 200 millions \$ (197 millions \$, déduction faite des frais). Au cours du deuxième trimestre de 2008, un remboursement net de 170 millions \$ sur la facilité de crédit confirmée de la Société a été financé à l'aide d'une partie du produit d'une émission d'actions privilégiées d'un capital de 230 millions \$ (223 millions \$, déduction faite des frais).

Le produit net tiré de l'émission d'actions ordinaires dans le cadre des régimes d'achat d'actions et d'options sur actions de la Société en 2009 s'est établi à 46 millions \$, contre 21 millions \$ en 2008, ce qui correspond à l'incidence, depuis le 1<sup>er</sup> mars 2009, du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions de la Société. Ce régime offre aux actionnaires ordinaires participants un escompte de 2 % à l'achat d'actions ordinaires, émises sur son capital-actions autorisé, avec des dividendes réinvestis. En décembre 2008, la Société avait procédé, par voie d'un appel public à l'épargne, à l'émission de 11,7 millions d'actions ordinaires pour un produit brut d'environ 300 millions \$ (287 millions \$, déduction faite des frais). Le produit net a été affecté au remboursement de la dette à court terme contractée notamment pour régler une dette de 200 millions \$ de Terasen qui est arrivée à échéance le 1<sup>er</sup> décembre 2008, de même qu'aux fins générales du siège social.

Les dividendes sur actions ordinaires se sont établis à 133 millions \$ pour 2009, en baisse de 29 millions \$ par rapport à 2008. La baisse découle du calendrier de déclaration des dividendes sur les actions ordinaires, contrebalancé en partie par le nombre plus élevé d'actions ordinaires en circulation au cours de 2009, surtout depuis l'émission publique de 11,7 millions d'actions ordinaires en décembre 2008. Le dividende déclaré par action ordinaire a été de 0,78 \$ en 2009, contre 1,01 \$ en 2008.

Les dividendes sur actions privilégiées ont augmenté de 4 millions \$ par rapport à l'exercice précédent, en raison des dividendes associés aux actions privilégiées de premier rang, série G, d'un capital de 9,2 millions \$, qui ont été émises au cours du deuxième trimestre de 2008.

**Obligations contractuelles** : Le tableau suivant présente, au 31 décembre 2009, les obligations contractuelles consolidées de Fortis pour les cinq prochains exercices et par la suite.

## Obligations contractuelles

Au 31 décembre 2009

(en millions \$)

	Total	Échéant dans moins de un an	Échéant dans 2 et 3 ans	Échéant dans 4 et 5 ans	Échéant après 5 ans
Dettes à long terme <sup>1)</sup>	5 502	222	312	797	4 171
Poste de transformation Brilliant <sup>2)</sup>	62	3	5	5	49
Obligations liées aux contrats d'achat de gaz <sup>3)</sup>	746	387	193	166	–
Obligations liées aux contrats d'achat d'électricité					
FortisBC <sup>4)</sup>	2 921	42	83	78	2 718
FortisOntario <sup>5)</sup>	509	46	95	99	269
Maritime Electric <sup>6)</sup>	66	47	2	2	15
Belize Electricity <sup>7)</sup>	327	26	65	69	167
Coût en capital <sup>8)</sup>	383	15	40	42	286
Ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés <sup>9)</sup>	62	4	6	6	46
Location de bureaux – FortisBC <sup>10)</sup>	19	1	4	3	11
Obligations liées aux contrats de location-exploitation <sup>11)</sup>	147	17	31	27	72
Achat d'équipement – Fortis Turks and Caicos <sup>12)</sup>	12	8	4	–	–
Divers	30	12	12	5	1
<b>Total</b>	<b>10 786</b>	<b>830</b>	<b>852</b>	<b>1 299</b>	<b>7 805</b>

<sup>1)</sup> Au cours des exercices antérieurs, TGVI a bénéficié de prêts remboursables sans intérêt du gouvernement fédéral et du gouvernement provincial, respectivement de 50 millions \$ et 25 millions \$, pour la construction et l'exploitation du pipeline de gaz naturel de l'île de Vancouver. Tel qu'il a été approuvé par la BCUC, ces prêts ont été comptabilisés en tant que subventions gouvernementales et portés en réduction des montants constatés comme immobilisations de services publics. Ces prêts gouvernementaux sont remboursables au cours de tout exercice antérieur à 2012 dans certaines circonstances et à condition que TGVI soit en mesure d'obtenir un financement par emprunt subordonné non gouvernemental à des conditions commerciales raisonnables. À mesure que les prêts seront remboursés et remplacés par des prêts non gouvernementaux, les immobilisations de services publics, la dette à long terme et les besoins de capitaux propres augmenteront selon la structure du capital approuvée de TGVI, tout comme la base tarifaire de TGVI employée pour établir les tarifs. Les critères de remboursement ont été respectés en 2009, et TGVI devrait rembourser environ 4 millions \$ sur les prêts en 2010 (8 millions \$ en 2009). Au 31 décembre 2009, le solde des prêts gouvernementaux à rembourser s'établissait à 53 millions \$, dont 4 millions \$ étaient classés dans la tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an. Les obligations de remboursement des prêts gouvernementaux après 2010 ne sont pas incluses dans le tableau des obligations contractuelles ci-dessus puisque le montant et le calendrier des remboursements sont déterminés d'après la capacité de TGVI de remplacer les prêts gouvernementaux par un financement par dette subordonnée non gouvernemental à des conditions commerciales raisonnables. Toutefois, TGVI prévoit effectuer les versements suivants sur les prêts : 20 millions \$ en 2012, 14 millions \$ au cours de 2013 et 2014, puis 15 millions \$ par la suite.

<sup>2)</sup> Le 15 juillet 2003, FortisBC a entrepris l'exploitation du poste de transformation Brilliant (« PTB ») en vertu d'une entente qui expirera en 2056 (à moins que la société n'y mette fin plus tôt en exerçant, en tout temps après la date anniversaire de l'entente en 2029, son droit de donner un préavis de résiliation de 36 mois). Le PTB est une propriété commune de CPC/CBT qui est utilisée par la société en son nom et au nom de CPC/CBT. L'entente prévoit que FortisBC paiera à CPC/CBT une charge liée à la récupération du coût en capital du PTB et des frais d'exploitation connexes.

<sup>3)</sup> Les obligations liées aux contrats d'achat de gaz se rapportent à divers contrats d'achat de gaz des sociétés Terasen Gas. Ces obligations sont basées sur les prix du marché, lesquels varient en fonction des indices des prix du gaz naturel. Les montants indiqués reflètent les prix des indices qui étaient en vigueur le 31 décembre 2009.

<sup>4)</sup> Les obligations d'achat d'électricité de FortisBC comprennent le contrat d'achat d'électricité Brilliant (« contrat BPPA ») ainsi que le contrat d'achat d'électricité conclu avec BC Hydro. Le 3 mai 1996, la BCUC a autorisé un contrat BPPA de 60 ans visant la production du PTB, situé près de Castlegar, en Colombie-Britannique. Le contrat BPPA exige des versements fondés sur les frais d'exploitation et d'entretien et un rendement du capital pour la centrale, en contrepartie de l'achat ferme de quantités précises d'électricité. Le contrat BPPA prévoit également un ajustement au prix du marché après 30 des 60 années de la durée du contrat. Le contrat d'achat d'électricité conclu avec BC Hydro, qui expirera en 2013, prévoit la fourniture d'au plus 200 MW, mais comporte une disposition d'obligation de prendre ou de payer fondée sur un cycle de cinq ans de renouvellement des exigences de capacité de production.

<sup>5)</sup> Les obligations d'achat d'électricité de FortisOntario comprennent principalement deux contrats d'achat ferme à long terme entre Cornwall Electric and Marketing d'énergie Hydro-Québec Inc. pour la fourniture d'électricité et de capacité. Le premier contrat prévoit la fourniture d'environ 237 GWh d'énergie par année et jusqu'à 45 MW de capacité en tout temps. Le deuxième contrat, qui vise à combler le reste des besoins d'énergie de Cornwall Electric, prévoit la fourniture de 100 MW de capacité et d'énergie, et la fourniture d'au moins 300 GWh d'énergie par année de contrat. Les deux contrats arrivent à échéance en décembre 2019.

- <sup>6)</sup> Maritime Electric détient deux contrats d'achat ferme de capacité ou d'énergie. Le contrat d'achat ferme conclu avec Énergie NB, qui viendra à échéance en décembre 2010, prévoit, entre autres, la fourniture de l'énergie et de la capacité de remplacement pendant l'interruption de service pour la remise en état de la centrale Pointe Lepreau. L'autre contrat d'achat ferme vise à permettre à Maritime Electric de réserver 30 MW de capacité de transport vers les États-Unis sur la nouvelle International Power Line et viendra à échéance en novembre 2032.
- <sup>7)</sup> Les obligations d'achat d'électricité de Belize Electricity comprennent un contrat d'achat d'électricité de 15 ans, entré en vigueur en février 2007 entre Belize Electricity et Hydro Maya Limited, visant la fourniture d'une capacité de 3 MW. De plus, deux contrats d'achat d'électricité de 15 ans entrés en vigueur en 2009 avec Belize Cogeneration Energy Limited et Belize Aquaculture Limited prévoient la fourniture respectivement d'environ 14 MW de capacité et jusqu'à 15 MW de capacité.

En octobre 2009, la CFE du Mexique a annulé le contrat de fourniture d'électricité garanti conclu avec Belize Electricity, pour des raisons de force majeure. Le contrat devait venir à échéance en décembre 2010.

- <sup>8)</sup> Maritime Electric a droit à environ 6,7 % de la production de la centrale électrique Dalhousie d'Énergie NB et à environ 4,7 % de celle de la centrale électrique Pointe Lepreau pour la durée de vie de chacune d'entre elles. En contrepartie de sa participation, Maritime Electric doit payer sa part du coût en capital de ces centrales.
- <sup>9)</sup> FortisAlberta et une entreprise albertaine de services de transport d'électricité ont conclu une entente d'interconnexion du réseau de transport de cette entreprise et du réseau de distribution de FortisAlberta. Les modalités d'expiration de cette entente prévoient qu'elle demeurera en vigueur jusqu'à ce que FortisAlberta ne soit plus connectée à ce réseau de transport. En raison de la durée indéfinie de l'entente, le calcul des paiements futurs après 2014 comprend des paiements jusqu'à la fin d'une période de 20 ans. Toutefois, les paiements en vertu de l'entente peuvent continuer indéfiniment. FortisAlberta et l'entreprise albertaine de services de transport d'électricité ont également signé un certain nombre de contrats de service afin d'assurer des efficacités opérationnelles par une exploitation coordonnée. Les contrats comportent des modalités d'expiration minimales de cinq ans à compter du 1<sup>er</sup> septembre 2005 et sont sujets à reconduction de gré à gré.
- <sup>10)</sup> En vertu d'un contrat de cession-bail conclu le 29 septembre 1993, FortisBC a commencé à louer son immeuble de bureaux qu'elle occupe à Trail, en Colombie-Britannique, pour une durée de 30 ans. En vertu du contrat, FortisBC a des options de rachat vers la 20<sup>e</sup> année et la 28<sup>e</sup> année du bail.
- <sup>11)</sup> Les obligations liées aux contrats de location-exploitation portent sur la location de bureaux, d'entrepôts, d'actifs de transport et de distribution de gaz naturel, de véhicules et de matériel ainsi que sur la location d'actifs de distribution d'électricité de Port Colborne Hydro.
- <sup>12)</sup> Fortis Turks and Caicos a conclu une entente avec un fournisseur en vue de l'achat de deux unités de production alimentées au diesel d'une capacité combinée d'environ 18 MW, qui seraient livrées au milieu de 2010 et au début de 2011.

*Autres obligations contractuelles :* Caribbean Utilities a un contrat d'achat de combustible principal avec un important fournisseur auprès duquel elle s'est engagée à acheter 80 % du combustible dont elle aura besoin pour alimenter sa centrale au diesel. Le contrat, qui a une durée de trois ans et qui prend fin en avril 2010, prévoit l'achat de 9 millions de gallons impériaux en 2010. Le contrat contient une clause de renouvellement automatique pour les exercices 2010 à 2012. Si l'une ou l'autre des parties veut résilier le contrat au cours de cette période de deux ans, un avis écrit doit être présenté au moins un an avant la date de résiliation souhaitée.

Fortis Turks and Caicos a un contrat renouvelable auprès d'un important fournisseur pour combler tous ses besoins de combustible diesel associés à la production d'électricité. En vertu de ce contrat, les besoins de combustible sont d'environ 12 millions de gallons impériaux par année.

*Capitalisation des régimes de retraite :* La juste valeur des actifs des régimes de retraite à prestations déterminées consolidés de la Société s'est accrue, passant à environ 14 %, ou 82 millions \$, en 2009, parallèlement à la reprise sur les marchés financiers. Cet accroissement se compare à une baisse d'approximativement 14 %, ou 95 millions \$, en 2008, qui était imputable surtout à la conjoncture défavorable des marchés en 2008. Pour en savoir plus sur la nature des variations de la juste valeur des actifs des régimes, se reporter à la note 20 des états financiers consolidés de 2009 de la Société.

Les variations des marchés qui se répercutent sur le rendement des actifs des régimes de retraite et le taux d'actualisation pourraient entraîner des variations importantes des besoins de capitalisation futurs des régimes de retraite ou des coûts nets des régimes de retraite, ou les deux. La baisse de la juste valeur des actifs des régimes de retraite au cours de 2008 n'a pas eu d'incidence importante sur les cotisations de capitalisation des régimes à prestations déterminées consolidés de la Société pour 2009.

## Rapport de gestion

Les cotisations de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées consolidés, y compris les montants pour services rendus et pour la solvabilité ainsi que les montants spéciaux au titre de la capitalisation, devraient s'établir à 20 millions \$ en 2010, à 8 millions \$ en 2011, à 4 millions \$ en 2012 et à 3 millions \$ en 2013. Fortis prévoit que toute cotisation de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées sera financée surtout au moyen d'une combinaison des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et des montants disponibles en vertu des facilités de crédit existantes. Les cotisations susmentionnées sont toutefois fondées sur des estimations provenant des dernières évaluations actuarielles terminées, qui fournissent généralement des estimations en matière de capitalisation pour une période de trois à cinq ans à partir de la date des évaluations. Par conséquent, les cotisations réelles pour la capitalisation des régimes de retraite pourraient être plus élevées que ces estimations, une fois que seront terminées les prochaines évaluations actuarielles aux fins de la capitalisation, qui devraient être réalisées aux dates suivantes pour les régimes de retraite à prestations déterminées les plus importants :

31 décembre 2009	Terasen (régimes des employés non syndiqués)
31 décembre 2010	Terasen (régimes des employés syndiqués) et FortisBC
31 décembre 2011	Newfoundland Power

Les résultats des évaluations actuarielles terminées au cours du premier trimestre de 2009 pour les régimes de retraite à prestations déterminées de Newfoundland Power et de la Société en date du 31 décembre 2008, et pour un des régimes de retraite à prestations déterminées de Terasen, en date du 31 décembre 2007, n'ont pas eu une incidence importante sur les cotisations de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées consolidés de 2009.

**Structure du capital :** Les activités principales de la Société, soit les services publics réglementés de distribution de gaz et d'électricité, nécessitent un accès constant à des capitaux pour permettre aux entreprises de services publics de financer l'entretien et l'expansion de leur infrastructure. Fortis contracte des dettes au niveau de ses filiales afin d'assurer que leurs activités réglementées sont transparentes et fiscalement efficaces et qu'elles disposent d'une source de financement souple. Afin de préserver cet accès aux capitaux, la Société vise à maintenir une structure du capital à long terme consolidée composée d'environ 40 % de capitaux propres, y compris les actions privilégiées, et d'environ 60 % de titres de créance, ainsi qu'à conserver des notes de solvabilité propres à attirer les investisseurs. Chaque entreprise de services publics réglementés de la Société maintient la structure du capital qui lui est propre et qui est conforme à la structure du capital réputée qui est reflétée dans les tarifs imposés à sa clientèle.

Le tableau ci-dessous présente une comparaison de la structure du capital consolidée de Fortis au 31 décembre 2009 avec la structure du capital consolidée au 31 décembre 2008.

### Structure du capital

Aux 31 décembre	2009		2008	
	(en millions \$)	(%)	(en millions \$)	(%)
Total de la dette et des obligations liées aux contrats de location-acquisition (déduction faite de la trésorerie) <sup>1)</sup>	5 830	60,2	5 468	59,5
Actions privilégiées <sup>2)</sup>	667	6,9	667	7,3
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	3 193	32,9	3 046	33,2
<b>Total</b>	<b>9 690</b>	<b>100,0</b>	<b>9 181</b>	<b>100,0</b>

<sup>1)</sup> Comprennent la dette à long terme et les obligations liées aux contrats de location-acquisition, incluant la tranche échéant à moins de un an, et les emprunts à court terme, déduction faite de la trésorerie.

<sup>2)</sup> Comprennent les actions privilégiées classées tant comme passifs à long terme que comme capitaux propres.

La légère modification de la structure du capital découle d'un endettement plus élevé à l'appui des investissements dans les infrastructures et de la hausse du cumul des autres éléments du résultat étendu attribuable à l'effet de change défavorable, le tout partiellement contrebalancé par le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires, déduction faite des dividendes sur actions ordinaires, de 129 millions \$, et du nombre accru d'actions ordinaires en circulation, reflétant l'incidence de la bonification du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions de la Société.

Les notes de la Société se présentent comme suit :

Standard & Poor's (« S&P »)	A- (note à long terme de la Société et des titres de créance non garantis)
DBRS	BBB (élevé) (note des titres de créance non garantis)

En septembre 2009, S&P a confirmé la note de Fortis, soit A- (perspective stable). Les notes reflètent la diversité des activités de Fortis, la nature autonome et la séparation financière de chaque filiale réglementée de Fortis, l'engagement de la direction à contenir les niveaux d'endettement au niveau de la société de portefeuille et l'effort soutenu de la Société à faire l'acquisition d'entreprises de services publics réglementés stables.

## Rapport de gestion

**Programme d'investissement :** Les services publics réglementés de distribution de gaz et d'électricité, qui constituent l'activité principale de la Société, se caractérisent par leurs grands besoins de capitaux. Des investissements dans l'infrastructure sont nécessaires pour assurer un rendement constant et amélioré, ainsi que la fiabilité et la sécurité des réseaux de gaz et d'électricité, et pour répondre aux besoins de la clientèle croissante. Tous les coûts considérés comme des coûts de maintenance et de réparation sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés. Les coûts de remplacement, de mise à niveau et d'amélioration des immobilisations sont capitalisés lorsqu'ils sont engagés. En 2009, des charges d'environ 91 millions \$ ont été engagées pour l'entretien et les réparations, comparativement à environ 90 millions \$ en 2008.

Les dépenses en immobilisations consolidées brutes pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 ont excédé 1 milliard \$. Le tableau qui suit présente une ventilation des dépenses en immobilisations brutes par secteur et par catégorie d'actifs pour 2009.

### Dépenses en immobilisations brutes<sup>1)</sup>

Exercice terminé le 31 décembre 2009

(en millions \$)	Sociétés Terasen Gas	Fortis Alberta <sup>2)</sup>	Fortis BC	Newfoundland Power	Autres entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada	Total – Entreprises de services publics réglementés au Canada	Entreprises de services publics réglementés dans les Caraïbes	Entreprises de services publics non réglementés <sup>3)</sup>	Fortis Properties	Total
Production	–	–	19	10	3	32	45	14	–	91
Transport	118	–	49	5	8	180	12	–	–	192
Distribution	97	269	32	52	32	482	27	–	–	509
Installations, matériel, véhicules et divers	15	128	10	3	2	158	6	3	26	193
Technologies de l'information	16	10	5	4	1	36	2	1	–	39
<b>Total</b>	<b>246</b>	<b>407</b>	<b>115</b>	<b>74</b>	<b>46</b>	<b>888</b>	<b>92</b>	<b>18</b>	<b>26</b>	<b>1 024</b>

<sup>1)</sup> Se rapportent aux immobilisations de services publics, aux biens productifs et aux actifs incorporels, et comprennent les dépenses en immobilisations associées aux actifs en construction. Comprennent les coûts d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, pour les entreprises de services publics dont les dépenses de ce type étaient admises dans la base tarifaire de 2009. Excluent la composante capitaux propres capitalisés sans effet sur la trésorerie de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction (« PFUPC »).

<sup>2)</sup> Comprennent les paiements versés à l'AESO au titre des projets d'investissement dans les immobilisations de transport.

<sup>3)</sup> Comprennent les dépenses en immobilisations des services publics non réglementés et du siège social.

Les dépenses en immobilisations consolidées brutes réelles de 2009 ont été comparables à celles qui avaient été prévues et présentées dans le rapport de gestion de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008. Une augmentation des dépenses en immobilisations de FortisAlberta associée à des dépenses en immobilisations plus élevées que prévu liées aux clients, y compris les branchements des nouveaux clients, et l'inclusion des dépenses en immobilisations liées au transport de l'AESO dans le total des dépenses en immobilisations ont été contrebalancées principalement par : i) le report de 2009 à 2010 de certaines dépenses en immobilisations liées au projet de centrale hydroélectrique de Vaca et à certains projets des sociétés Terasen Gas et de FortisBC; ii) les dépenses en immobilisations moins élevées que prévu pour les activités non réglementées de TES et iii) la diminution des dépenses de FortisBC liées au projet de renforcement de la ligne de transport d'Okanagan.

Les dépenses en immobilisations brutes consolidées pour 2010 devraient avoisiner 1,1 milliard \$. Les dépenses en immobilisations prévues sont fondées sur des projections détaillées de la demande d'énergie, des conditions climatiques et des coûts de la main-d'œuvre et du matériel, ainsi que sur d'autres facteurs, y compris la conjoncture économique, qui pourraient varier et entraîner un écart entre les dépenses réelles et les dépenses prévues.

Le tableau qui suit présente une ventilation des dépenses en immobilisations brutes prévues par secteur et par catégorie d'actifs pour 2010.

### Dépenses en immobilisations brutes prévues<sup>1)</sup>

Exercice se terminant le 31 décembre 2010

(en millions \$)	Sociétés Terasen Gas	Fortis Alberta <sup>2)</sup>	Fortis BC	Newfoundland Power	Autres entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada	Total – Entreprises de services publics réglementés au Canada	Entreprises de services publics réglementés dans les Caraïbes	Entreprises de services publics non réglementés <sup>3)</sup>	Fortis Properties	Total
Production	–	–	19	6	3	28	28	16	–	72
Transport	146	–	92	7	3	248	10	–	–	258
Distribution	100	212	38	47	37	434	31	–	–	465
Installations, matériel, véhicules et divers	64	139	15	4	2	224	12	–	26	262
Technologies de l'information	17	12	4	5	2	40	1	–	–	41
<b>Total</b>	<b>327</b>	<b>363</b>	<b>168</b>	<b>69</b>	<b>47</b>	<b>974</b>	<b>82</b>	<b>16</b>	<b>26</b>	<b>1 098</b>

<sup>1)</sup> Se rapportent aux immobilisations de services publics, aux biens productifs et aux actifs incorporels, et comprennent les dépenses en immobilisations prévues associées aux actifs en construction. Comprennent les prévisions de coûts d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, pour les entreprises de services publics dont les dépenses de ce type sont admises dans la base tarifaire. Excluent la composante capitaux propres capitalisés sans effet sur la trésorerie de la PFUPC.

<sup>2)</sup> Comprennent les paiements à verser à l'AESO au titre des projets d'investissement dans les immobilisations de transport.

<sup>3)</sup> Comprennent les prévisions de dépenses en immobilisations des services publics non réglementés et du siège social.

## Rapport de gestion

La répartition en pourcentage des dépenses en immobilisations brutes, réelles pour 2009 et prévues pour 2010, entre la croissance, le maintien et les autres utilisations se présente comme suit :

### Dépenses en immobilisations brutes

Exercice terminé le 31 décembre (%)	Dépenses réelles 2009	Dépenses prévues 2010
Croissance	47	41
Maintien <sup>1)</sup>	30	32
Autres utilisations <sup>2)</sup>	23	27
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

<sup>1)</sup> Dépenses en immobilisations nécessaires au maintien d'un rendement constant et amélioré, de la fiabilité et de la sécurité des actifs de production et des actifs de transport et de distribution.

<sup>2)</sup> Se rapportent aux installations, au matériel, aux véhicules, aux systèmes de technologie de l'information et autres actifs, notamment à l'infrastructure de comptage automatisé et au projet interne d'amélioration du service à la clientèle de TGI.

Le tableau qui suit présente un sommaire des principaux projets d'investissement de 2009 et 2010.

### Principaux projets d'investissement<sup>1)</sup>

(en millions \$)		Avant 2009	Coûts réels 2009	Coûts prévus 2010	Coûts prévus d'achèvement après 2010	Année d'achèvement prévue
Société	Nature du projet					
Sociétés	Installation de stockage de GNL – île de Vancouver	47	71	66	27	2011
Terasen Gas	Tronçon du gazoduc reliant Squamish et Whistler et conversion du réseau	39	15	2	–	2009
	Projet d'amélioration du service à la clientèle	–	1	31	84	2012
	Projet de restauration de la rive sud du bras sud du fleuve Fraser	1	7	19	–	2010
FortisAlberta	Technologie de comptage automatisé	24	58	64	9	2011
FortisBC	Projet de renforcement de la ligne de transport d'Okanagan	7	22	63	18	2011
	Projets de transport	65	17	14	20	2013
	Programme de mise à niveau et de prolongation de durée de vie des actifs de production	17	13	15	20	2012
Caribbean Utilities	Nouvelle unité de production alimentée au diesel de 16 MW	8	22	–	–	2009
Activités non réglementées –						
Fortis Generation	Centrale hydroélectrique Vaca de 19 MW, au Belize	32	13	14	–	2010
Fortis Properties	Agrandissement du Holiday Inn Express de Kelowna	1	9	2	–	2010

<sup>1)</sup> Se rapportent aux dépenses en immobilisations en sus des intérêts capitalisés et des composantes capitaux propres capitalisés sans effet sur la trésorerie de la PFUPC.

En avril 2008, TGVI a reçu de la BCUC l'autorisation de commencer la phase ingénierie-provisionnement-construction d'une installation de stockage de GNL. La construction a commencé en 2008 et s'est poursuivie en 2009. L'installation devrait entrer en service vers la fin de 2011. Le coût en capital total de ce projet est estimé à environ 211 millions \$.

TGVI a terminé la construction du tronçon de 50 kilomètres du gazoduc reliant Squamish et Whistler au printemps 2009, et la conversion des appareils de la clientèle de Whistler a été achevée en août 2009. Le coût total estimatif du projet de construction du gazoduc et de conversion des appareils s'établit à environ 56 millions \$, soit 8 millions \$ de plus que le montant approuvé préalablement par la BCUC à l'égard de ce projet. Une provision d'environ 5 millions \$ après impôts a été portée en résultat relativement aux coûts supplémentaires de conversion des appareils au quatrième trimestre de 2009. Toutefois, des demandes visant l'inclusion de la totalité des coûts supplémentaires dans la base tarifaire ont été déposées auprès de la BCUC. Le tronçon du gazoduc et la conversion des appareils étaient nécessaires pour que l'ensemble du réseau de distribution de propane de TGVI soit converti en réseau de distribution de gaz naturel.

En juin 2009, TGI a déposé une demande auprès de la BCUC pour internaliser des éléments essentiels du service à la clientèle et mettre en place un nouveau système d'information sur la clientèle. Deux nouveaux centres d'appels et le système d'information sur la clientèle devraient être en place en janvier 2012. Le coût prévu du projet s'élève à environ 116 millions \$, ce qui comprend le report de certaines charges d'exploitation et d'entretien. La demande a été approuvée en février 2010, sous réserve de l'acceptation par la société d'une condition de partage des risques prévoyant que la société partagera avec sa clientèle, à parts égales, les coûts ou les économies dépassant une marge de plus ou moins 10 % du coût total approuvé du projet.

Le projet de restauration de la rive sud du bras sud du fleuve Fraser a été approuvé par la BCUC en mars 2009 et comprend l'installation et le remplacement de certaines traversées submergées du pipeline qui comportent un risque de rupture dans l'éventualité d'un séisme de grande magnitude. D'un coût estimatif de quelque 27 millions \$, le projet devrait être achevé en 2010.

En 2009, FortisAlberta a poursuivi le remplacement des compteurs traditionnels par la nouvelle technologie de compteurs automatisés. Conformément à la directive du ministère de l'Énergie de l'Alberta sur les fonctions de la nouvelle technologie, FortisAlberta a modifié la portée prévue de son programme de compteurs automatisés, dont le coût est maintenant estimé à environ 155 millions \$, ce qui est supérieur au montant de 124 millions \$ mentionné dans le rapport de gestion de l'exercice terminé le 31 décembre 2008. Il est possible que FortisAlberta engage des coûts en immobilisations supplémentaires pour ce projet, une fois que les obligations d'information à l'égard des données des compteurs auront été clarifiées par les organismes gouvernementaux compétents. Le coût final du projet est assujéti à l'approbation des organismes de réglementation.

En juillet 2009, FortisBC a commencé la construction, dans le cadre du projet de renforcement de la ligne de transport d'Okanagan, évalué à environ 110 millions \$, et prévoit terminer au milieu de 2011. Le coût total prévu du projet est inférieur à l'estimation initiale de 141 millions \$ présentée dans le rapport de gestion de l'exercice terminé le 31 décembre 2008. Le coût moindre est principalement attribuable à une diminution des coûts prévus pour la main-d'œuvre, l'équipement et les matériaux. Le projet vise la mise à niveau des lignes de transport aériennes existantes, qui passeront de 161 kilovolts (« kV ») à 230 kV entre Penticton et Oliver, de même que la construction d'un nouveau poste de 230 kV dans la région d'Oliver.

Au cours de 2009, FortisBC a mené à bien plusieurs projets de transport de taille. La société prévoit des dépenses en immobilisations supplémentaires de 34 millions \$ visant d'importants projets de transport liés à la croissance, de 2010 à 2013, dont une tranche de 20 millions \$ est assujéti à l'approbation des organismes de réglementation.

Depuis 1998, FortisBC a un imposant programme de prolongation de durée de vie de ses centrales hydroélectriques, qui comprend la réfection de onze des quinze unités de production hydroélectriques de ses quatre centrales. À l'heure actuelle, huit unités ont été reconstruites, et le programme devrait s'achever en 2012. Cette modernisation rendra les centrales plus efficaces et sécuritaires, protégera davantage l'environnement et maintiendra la fiabilité de l'ensemble des installations. FortisBC prévoit que des dépenses en immobilisations additionnelles d'environ 35 millions \$ seront approuvées par la BCUC dans le cadre de ce programme pour la période de 2010 à 2012.

En 2009, Caribbean Utilities a mis en service une unité de production alimentée au diesel de 16 MW. Le coût du projet a totalisé approximativement 30 millions \$.

La centrale hydroélectrique Vaca, de 53 millions \$ US, sera mise en service en mars 2010. La centrale devrait accroître la production annuelle moyenne d'énergie sur la rivière Macal, au Belize, d'environ 80 GWh, la portant à 240 GWh.

La construction de la nouvelle tour à sept étages, de 70 chambres, du Holiday Inn Express de Kelowna, qui comporte 4 500 pieds carrés de salles de réunion, s'est terminée en février 2010, au coût total de 12 millions \$.

Pour la période de cinq exercices s'étalant de 2010 à 2014, les dépenses en immobilisations brutes consolidées devraient avoisiner 5 milliards \$. Environ 70 % des dépenses en immobilisations devraient être engagées par les entreprises de services publics réglementés d'électricité, FortisAlberta et FortisBC en tête. Les dépenses en immobilisations devraient être engagées dans une proportion de quelque 27 % pour les activités de services publics réglementés de gaz naturel et de 3 %, pour les activités non réglementées. Les dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementés sont assujétiées à une approbation réglementaire.

**Besoins de flux de trésorerie :** À l'échelle des filiales d'exploitation, il est prévu que les charges d'exploitation et les intérêts débiteurs seront, de façon générale, payés à même les flux de trésorerie d'exploitation des filiales, ainsi qu'à l'aide, selon divers ordres de grandeur, des flux de trésorerie résiduels disponibles pour les dépenses en immobilisations des filiales ou pour les versements de dividendes à Fortis. Des emprunts sur les facilités de crédit peuvent être nécessaires de temps à autre pour répondre aux besoins saisonniers de fonds de roulement. On prévoit également que les programmes d'investissement des filiales seront financés par une combinaison d'emprunts sur les facilités de crédit, d'injections de capitaux propres par Fortis et d'émissions de titres de créance à long terme.

La capacité de la Société d'assurer le service de sa dette ainsi que de verser des dividendes sur ses actions ordinaires et privilégiées est tributaire des résultats financiers des filiales d'exploitation et des paiements au comptant connexes provenant de ces filiales. Certaines filiales réglementées pourraient subir des contraintes pouvant restreindre leur capacité de faire des distributions en espèces à Fortis. Les besoins de liquidités de Fortis pour soutenir les programmes d'investissement des filiales et pour financer des acquisitions devraient être pourvus grâce à une combinaison d'emprunts sur la facilité de crédit consentie de Fortis et du produit de l'émission d'actions ordinaires, d'actions privilégiées et de titres de créance à long terme. Selon le moment de réception des paiements au comptant des filiales, il peut arriver que la Société fasse des emprunts sur sa facilité de crédit confirmée afin de soutenir le service de la dette et le versement des dividendes.

La Société ne prévoit pas de diminution notable des flux de trésorerie des filiales d'exploitation en 2010 sous l'effet de la persistance de la récession. Les filiales prévoient être en mesure d'obtenir les fonds nécessaires au financement de leurs programmes d'investissement de 2010.

La direction prévoit que les échéances et les remboursements de la dette à long terme consolidée se chiffreront à environ 220 millions \$ en 2010 pour une moyenne annuelle d'environ 270 millions \$ au cours des cinq prochains exercices. Ensemble, les facilités de crédit disponibles et le volume annuel relativement faible des échéances et des remboursements de la dette procureront à la Société et à ses filiales une flexibilité pour choisir le moment de leurs appels aux marchés financiers. Pour en savoir plus sur les ressources en capital et le risque d'illiquidité, se reporter à la rubrique « Gestion du risque d'affaires – Ressources en capital et risque d'illiquidité » du présent rapport de gestion.

Par suite de la décision finale rendue en juin 2008 par l'organisme de réglementation de Belize Electricity relativement à la demande de tarif pour 2008–2009, Belize Electricity ne respecte pas certaines clauses restrictives de sa dette qui lui imposent des ratios financiers à l'égard des prêts contractés auprès de la Banque internationale pour la reconstruction et le développement et la Banque de développement des Caraïbes, qui totalisaient 7 millions \$ (12 millions \$ BZ) au 31 décembre 2009. La société a avisé les prêteurs de cette situation et a demandé les dispenses appropriées.

Comme les actifs hydroélectriques et les droits relatifs à l'eau de la société Exploits ont été cédés en garantie du prêt à terme de la société Exploits, l'expropriation de ces actifs et de ces droits par le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a créé un cas de défaut en vertu des modalités du prêt. Le prêt à terme est sans recours contre Fortis et s'élevait à environ 59 millions \$ au 31 décembre 2009 (61 millions \$ au 31 décembre 2008). Les prêteurs n'ont pas exigé un remboursement anticipé du prêt à terme. Pour plus de renseignements sur la société Exploits, se reporter à la rubrique « Estimations comptables critiques – Éventualités » du présent rapport de gestion.

Au 31 décembre 2009, Fortis et ses filiales respectaient leurs clauses restrictives, à l'exception des emprunts de Belize Electricity et de la société Exploits décrits ci-dessus, et devraient continuer de le faire en 2010.

**Facilités de crédit :** En date du 31 décembre 2009, Fortis et ses filiales disposaient de facilités de crédit consolidées d'environ 2,2 milliards \$, dont quelque 1,4 milliard \$ étaient inutilisés, y compris une tranche de 476 millions \$ de la facilité de crédit renouvelable confirmée de 600 millions \$ de la Société. Les facilités de crédit sont presque toutes conclues auprès des sept plus grandes banques canadiennes, aucune banque ne détenant plus de 25 % de ces facilités.

Une tranche d'environ 2,0 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités confirmées, dont la majeure partie vient à échéance entre 2011 et 2013.

Le coût des facilités de crédit renouvelées ou prorogées pourrait augmenter en raison de la conjoncture économique actuelle; toutefois, une hausse des intérêts débiteurs ou des frais ne devrait avoir aucune incidence importante sur les résultats financiers consolidés de la Société en 2010, puisque les facilités de crédit confirmées viennent à échéance, en majorité, entre 2011 et 2013.

Le sommaire qui suit présente les facilités de crédit de la Société et de ses filiales.

## Facilités de crédit

(en millions \$)	Siège social et autres	Entreprises de services publics réglementés	Fortis Propriétés	Total au 31 décembre 2009	Total au 31 décembre 2008
Total des facilités de crédit	645	1 495	13	2 153	2 228
Facilités de crédit utilisées :					
Emprunts à court terme	–	(409)	(6)	(415)	(410)
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an	(125)	(83)	–	(208)	(224)
Lettres de crédit en cours	(1)	(98)	(1)	(100)	(104)
<b>Facilités de crédit inutilisées</b>	<b>519</b>	<b>905</b>	<b>6</b>	<b>1 430</b>	<b>1 490</b>

Aux 31 décembre 2009 et 2008, certains emprunts sur les facilités de crédit de la Société et de ses filiales ont été classés dans la dette à long terme. Ces emprunts ont été effectués sur les facilités de crédit confirmées à long terme, et la direction se propose de les refinancer au moyen d'un financement permanent à long terme au cours de périodes à venir.

Les variations importantes du total des facilités de crédit entre le 31 décembre 2008 et le 31 décembre 2009 sont décrites ci-après. La nature et les modalités des facilités de crédit en cours au 31 décembre 2009 sont détaillées à la note 26 afférente aux états financiers consolidés de 2009.

## Siège social et autres

En mai 2009, Terasen a conclu une facilité de crédit renouvelable consentie non garantie de 30 millions \$ venant à échéance en mai 2011 pour remplacer sa facilité de crédit renouvelable confirmée de 100 millions \$, qui a expiré en mai 2009. Les modalités de la nouvelle facilité de crédit sont pratiquement les mêmes que celles de la facilité de crédit qu'elle remplace.

## Entreprises de services publics réglementés

En avril 2009, FortisBC a modifié sa facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 150 millions \$, notamment pour repousser l'échéance d'une tranche de 50 millions \$ de mai 2011 à mai 2012, et celle d'une tranche de 100 millions \$ de la facilité, de mai 2009 à mai 2010.

FortisBC prévoit que sa facilité de crédit renouvelable confirmée à 364 jours de 100 millions \$, échéant en mai 2010, sera prolongée pour une durée supplémentaire de 364 jours.

Maritime Electric prévoit que sa facilité de crédit renouvelable confirmée à 364 jours de 50 millions \$, échéant en mars 2010, sera prolongée pour une durée supplémentaire de 364 jours.

## Arrangements hors bilan

Au 31 décembre 2009, la Société n'avait conclu aucun arrangement hors bilan tel que des transactions, des accords ou des ententes contractuelles avec des entités non consolidées, des entités de financement structuré, des structures d'accueil ou des entités à détenteurs de droits variables qui pourraient raisonnablement avoir un effet important sur les liquidités, la disponibilité ou les besoins de sources de capitaux.

## Gestion du risque d'affaires

Ce qui suit est un sommaire des risques commerciaux importants de la Société.

**Risque lié à la réglementation :** Le principal risque commercial de la Société est lié à la réglementation. Chacune des entreprises de services publics réglementés de la Société est assujettie à une forme quelconque de réglementation qui pourrait avoir une incidence sur les produits et le bénéfice futurs. La direction de chacune des entreprises de services publics a la responsabilité de travailler en étroite collaboration avec ses organismes de réglementation et l'administration gouvernementale locale afin d'assurer tant le respect des règlements actuels que le traitement proactif de toute question réglementaire.

En 2009, environ 93 % (93 % en 2008) des produits d'exploitation de la Société ont été tirés des activités de services publics réglementés et environ 88 % du bénéfice d'exploitation de la Société, avant charges du siège social et autres charges, montant net, ont résulté des activités de services publics réglementés (83 % en 2008). Les entreprises de services publics de la Société sont sujettes aux incertitudes auxquelles sont habituellement confrontées les entités réglementées, notamment les approbations des organismes de réglementation des tarifs de gaz et d'électricité compétents, qui autorisent une récupération raisonnable, en temps opportun, des coûts estimatifs du service rendu, y compris un taux de rendement juste de la base tarifaire et, dans le cas de Caribbean Utilities et de Fortis Turks and Caicos, le renouvellement des licences. En général, la capacité de ces entreprises de services publics de recouvrer les coûts réels de la prestation des services et de faire approuver les RCP ou les RAB dépend de la réalisation des prévisions établies dans les processus d'établissement des tarifs. La mise à niveau des infrastructures de gaz naturel et d'électricité et les ajouts à ces infrastructures requièrent l'approbation des organismes de réglementation sous la forme d'une autorisation des plans d'investissement ou d'une autorisation réglementaire des besoins de revenus aux fins de l'établissement des tarifs d'électricité et de gaz naturel, qui tient compte de l'incidence des dépenses en immobilisations sur la base tarifaire ou sur le coût du service. Il n'est nullement assuré que les projets d'investissement que les entreprises de services publics réglementés de la Société estiment nécessaires ou qui ont été achevés seront approuvés ou que les approbations ne seront pas accordées sous condition. Tout dépassement des coûts en immobilisations par rapport à ceux soumis pour approbation pourrait ne pas être récupérable. En outre, rien ne garantit que les services publics réglementés obtiendront des décisions réglementaires en temps opportun. Par conséquent, des coûts pourraient être engagés avant d'obtenir une approbation des besoins de revenus.

Les demandes de tarifs fondées sur les besoins de revenus peuvent faire l'objet soit d'un règlement négocié, soit d'un processus d'audiences publiques. Il n'est nullement assuré que les ordonnances tarifaires délivrées permettront aux entreprises de services publics de la Société de récupérer tous les coûts effectivement engagés et de dégager les taux de rendement prévus. Le défaut d'obtenir des ordonnances tarifaires autorisant des tarifs acceptables pourrait avoir une incidence négative sur les affaires de ces entreprises de services publics, sur la mise en chantier ou l'échéancier des projets d'investissement prévus, sur les notes attribuées par les agences de notation, sur l'émission et la vente de titres ou sur toute autre question qui, à son tour, pourrait avoir un effet négatif sur les résultats d'exploitation et sur la situation financière des entreprises de services publics de la Société.

Bien que Fortis considère que le cadre réglementaire de la plupart des territoires où elle exerce ses activités est juste et équilibré, des incertitudes persistent à l'heure actuelle. La décision réglementaire de juin 2008 à l'égard de la demande tarifaire de Belize Electricity pour 2008–2009 et les modifications apportées à la législation en matière d'électricité par le gouvernement du Belize et la PUC font planer une incertitude à l'égard du régime réglementaire et du processus d'établissement des tarifs au Belize, et vont à l'encontre des pratiques réglementaires et des obligations contractuelles établies par le gouvernement du Belize au moment où Fortis a fait son placement initial dans Belize Electricity.

Bien que toutes les entreprises de services publics réglementés de la Société exercent actuellement leurs activités d'après une méthode fondée sur le coût du service ou sur le taux de rendement de la base tarifaire, l'ETR et d'autres mécanismes d'établissement des tarifs, comme les formules d'ajustement automatique du RCP, sont aussi utilisés à divers degrés. Une analyse de l'incidence des variations des taux d'intérêt sur les RCP autorisés est présentée à la rubrique intitulée « Gestion du risque d'affaires – Risque lié aux taux d'intérêt » du présent rapport de gestion.

TGI et FortisBC sont réglementées par la BCUC et ont eu recours, de temps à autre, à des mécanismes d'ETR. Les mécanismes d'ETR donnent aux entreprises de services publics l'occasion de générer des rendements excédant les RCP autorisés déterminés par l'organisme de réglementation. Le mécanisme d'ETR actuel de FortisBC est prolongé jusqu'à 2011. À l'expiration du mécanisme d'ETR, il n'est pas certain qu'un nouveau mécanisme d'ETR sera établi ni, le cas échéant, quelles seront les modalités particulières de tout mécanisme d'ETR renouvelé.

Le mécanisme d'ETR de TGI est venu à échéance à la fin de 2009 et l'accord de règlement négocié approuvé par la BCUC à l'égard des besoins de revenus de TGI pour 2010 et 2011 ne prévoyait pas de mécanisme d'ETR après décembre 2009. En vertu des accords de règlement négociés pour TGI et TGI pour 2010 et 2011, certaines variations du coût du service sont assujetties au traitement en compte de report et les soldes sont au risque de chaque société.

Des renseignements supplémentaires sur les mécanismes d'ETR de TGI et de FortisBC, de même que sur la nature de la réglementation et des diverses questions réglementaires ayant trait aux entreprises de services publics de la Société, sont présentés à la rubrique intitulée « Faits saillants en matière de réglementation » du présent rapport de gestion.

**Risques d'exploitation et de gestion :** Les sociétés Terasen Gas sont exposées à divers risques d'exploitation, comme les fuites dans les pipelines, l'endommagement accidentel ou le fissurage causé par la fatigue des canalisations et des conduites de branchement, la corrosion des tuyaux, la défaillance des pipelines ou de l'équipement, d'autres circonstances pouvant entraîner des interruptions ou des fuites, et tout autre accident mettant en cause du gaz naturel qui pourrait occasionner des pannes importantes de l'exploitation ou des passifs environnementaux considérables. Les sociétés Terasen Gas ont mis en place des programmes d'évaluation exhaustive des risques liés aux installations, de gestion de l'intégrité des pipelines et de prévention des dommages ainsi que des systèmes de sécurité des pipelines à titre de mesures préventives destinées à atténuer les risques de bris d'un pipeline ou d'une autre perte d'intégrité du réseau. Le transport et la distribution d'électricité sont également assujettis à des risques opérationnels, y compris l'éventualité d'incendies, principalement provoqués par des défaillances du matériel, la chute d'arbres et la foudre touchant des lignes ou du matériel. Les infrastructures des filiales sont aussi exposées aux effets de phénomènes climatiques violents et à d'autres calamités naturelles. De plus, une tranche importante des infrastructures se trouvent en régions éloignées, ce qui peut en rendre l'accès difficile pour la réparation des dommages causés par des conditions climatiques extrêmes et d'autres catastrophes naturelles. Les sociétés Terasen Gas et FortisBC ont des installations sur des sites qui comportent un risque de pertes ou de dommages résultant de feux de forêt, d'inondations, d'emportements par les eaux, de glissements de terrain, d'avalanches et de désastres naturels similaires. Les sociétés Terasen Gas, FortisBC et, dans une moindre mesure, les activités de la Société dans la région des Caraïbes, sont exposées à un risque de pertes attribuables aux tremblements de terre. La Société et ses filiales ont une couverture d'assurance pour les pertes d'exploitation, les responsabilités et les dommages matériels, bien que cette couverture soit limitée. S'il arrivait qu'une perte importante non assurée résulte de conditions climatiques rigoureuses ou d'autres catastrophes naturelles, une demande serait soumise à l'organisme de réglementation visé en vue de récupérer les coûts par une hausse des tarifs afin de contrebalancer la perte. Cependant, il n'y a aucune certitude que l'organisme de réglementation approuverait une telle demande, en partie ou en totalité. Se reporter à la rubrique intitulée « Gestion du risque d'affaires – Risque lié aux couvertures d'assurance » du présent rapport de gestion pour une analyse plus détaillée à l'égard de l'assurance.

Les réseaux de gaz et d'électricité de la Société nécessitent de l'entretien, des améliorations et des remplacements continus. En conséquence, pour assurer le rendement continu des biens matériels, les services publics établissent les dépenses devant être effectuées pour maintenir et remplacer les immobilisations. Si les réseaux n'étaient pas entretenus, des interruptions de service et une hausse des coûts pourraient survenir. L'incapacité d'obtenir d'une autorité réglementaire la permission d'inclure dans les tarifs les dépenses jugées nécessaires par les entreprises de services publics pour voir à l'entretien, à l'amélioration et au remplacement des immobilisations, l'incapacité des entreprises de services publics à mettre en œuvre adéquatement ou à terminer les programmes de dépenses en immobilisations approuvés ou toute défaillance importante imprévue du matériel, malgré les programmes d'entretien, pourraient avoir une incidence considérable sur l'exploitation des entreprises de services publics.

Les entreprises de services publics de la Société conçoivent constamment des programmes d'investissement et évaluent les dépenses d'exploitation et d'entretien actuelles et futures à engager pour l'exploitation continue de leurs réseaux de gaz et d'électricité. L'analyse de la direction repose sur des hypothèses concernant le coût du service et du matériel, les exigences réglementaires, les approbations des besoins de revenus et d'autres questions qui comprennent un certain degré d'incertitude. Si les coûts réels dépassent les dépenses en immobilisations approuvées par les organismes de réglementation, il n'est pas certain que les organismes de réglementation approuveront le recouvrement des coûts additionnels dans les tarifs futurs imposés à la clientèle. L'incapacité des entreprises de services publics de recouvrer ces coûts additionnels pourrait avoir une incidence importante sur leur situation financière et leurs résultats d'exploitation.

**Conjoncture économique :** Pour la Société, comme pour toute entreprise de services publics, la situation économique des territoires qu'elle sert se répercute sur ses ventes d'énergie. Les ventes d'énergie sont touchées par des facteurs économiques tels que le taux de chômage, le revenu personnel disponible, les prix de l'énergie et les mises en chantier domiciliaires. De plus, dans les territoires de service des sociétés Terasen Gas, le niveau des mises en chantier d'immeubles d'habitation continue de dépasser celui des maisons unifamiliales. Or, le gaz naturel est moins utilisé dans les immeubles d'habitation. Par conséquent, la croissance des volumes de distribution de gaz pourrait s'en trouver diminuée. Dans les Caraïbes, le niveau et les variations du tourisme et des activités connexes, qui sont étroitement liés à la conjoncture économique, rejaillissent sur les ventes d'électricité, puisqu'elles touchent la demande d'électricité des grands hôtels et des immeubles d'habitation en copropriété qui sont desservis par les entreprises de services publics réglementés de la Société dans cette région.

La hausse des prix de l'énergie peut entraîner une baisse de la consommation. Les activités d'exploration et de production de gaz naturel et de pétrole brut dans certains territoires desservis par la Société sont étroitement liées aux prix du gaz naturel et du pétrole brut. Le niveau de ces activités peut avoir une incidence sur la demande d'énergie et réduire les ventes d'énergie locales dans certains territoires desservis par la Société.

Une dégradation prolongée de la conjoncture économique amènerait probablement une baisse de la demande d'énergie après un certain temps. La nature réglementée des entreprises de services publics, y compris les diverses mesures d'atténuation approuvées par les organismes de réglementation, contribue à réduire l'effet qu'une baisse de la demande d'énergie liée à une piètre conjoncture économique peut avoir sur le bénéfice tiré des services publics. Toutefois, un repli marqué et prolongé de la conjoncture économique pourrait avoir une incidence notable sur les entreprises de services publics, malgré les mesures réglementaires permettant de compenser la baisse de la demande. Par exemple, une forte baisse de la demande d'énergie dans les territoires de service de la Société pourrait provoquer une diminution des dépenses en immobilisations qui, à son tour, se répercuterait sur la base tarifaire et la croissance du bénéfice.

Outre l'incidence d'une baisse de la demande d'énergie, un repli prolongé de l'économie pourrait entraver la capacité de la clientèle à payer pour le gaz et l'électricité consommés, ce qui aurait une incidence sur le classement par échéance et le recouvrement des comptes clients des entreprises de services publics.

Fortis a aussi des investissements dans des espaces de bureaux d'affaires et de commerces de détail et des propriétés hôtelières. L'hôtellerie, en particulier, est exposée aux risques d'exploitation provenant des fluctuations du secteur et de la conjoncture économique locale. L'échelonnement des baux immobiliers de Fortis Properties occasionnera un taux de renouvellement d'environ 9 % par année en moyenne pour les cinq prochains exercices. Environ 56 % du bénéfice d'exploitation de Fortis Properties ont été tirés des investissements hôteliers en 2009 (57 % en 2008). Les produits tirés des propriétés hôtelières comparables de la division hôtelière de Fortis Properties ont reculé en 2009 par rapport à 2008, et la croissance interne des produits demeure incertaine pour 2010, compte tenu du repli économique et de son incidence dernière sur les déplacements et les séjours hôteliers de loisirs et d'affaires. On estime qu'une baisse de 10 % des produits de la division hôtelière ferait diminuer le résultat de base annuel par action ordinaire de Fortis d'environ 2 cents.

**Ressources en capital et risque d'illiquidité :** La situation financière de la Société pourrait s'en ressentir si cette dernière ou l'une de ses filiales ne réussissent pas à obtenir des fonds suffisants à des conditions économiques pour, entre autres, financer les dépenses en immobilisations et rembourser la dette au fur et à mesure des échéances. La capacité d'obtenir des fonds suffisants à des conditions économiques dépend de nombreux facteurs, y compris les résultats d'exploitation et la situation financière de la Société et de ses filiales, la situation des marchés financiers et du crédit bancaire, les notes attribuées par les agences de notation et la conjoncture économique générale. Les fonds provenant de l'exploitation après paiement des charges prévues (y compris les paiements d'intérêts sur l'encours de la dette) ne suffisent pas à rembourser la totalité du passif à mesure des échéances et la totalité des dépenses en immobilisations projetées. Rien ne garantit que des capitaux suffisants demeureront disponibles à des conditions acceptables pour rembourser la dette existante et financer les dépenses en immobilisations.

La Société et ses entreprises de services publics réglementés actuellement notées sont exposées à un risque financier lié aux modifications que les agences de notation pourraient apporter aux notes attribuées. Les notations ont une incidence sur le niveau du risque de crédit lié aux nouvelles émissions de titres de créance à long terme et sur les facilités de crédit de la Société et de ses entreprises de services publics. Une modification des notes pourrait avoir une incidence sur l'accès aux diverses sources de capitaux et engendrer une hausse ou une baisse des frais financiers de la Société et de ses entreprises de services publics. De plus, une baisse importante des notes de crédit de TGI ou de Terasen pourrait entraîner des rappels de marges et de nouveaux besoins de liquidités en vertu des contrats d'achat de gaz naturel et de dérivés sur gaz naturel de TGI. Comme il est mentionné à la rubrique intitulée « Situation de trésorerie et sources de financement – Structure du capital » du présent rapport de gestion, S&P a, au troisième trimestre de 2009, confirmé et maintenu les notes de grande qualité qu'elle avait accordées à la Société. En 2009, les seules modifications apportées aux notes de crédit des entreprises de services publics actuellement notées de la Société concernaient les notes de Newfoundland Power, de TGI et de Caribbean Utilities. En août 2009, Moody's a relevé la note de crédit des obligations hypothécaires de premier rang de Newfoundland Power, la portant de Baa1 à A2, et a relevé la note des débiteures garanties de TGI, la faisant passer de A2 à A1. En novembre 2009, S&P a modifié la perspective de la note de crédit d'émetteur de Caribbean Utilities pour la faire passer de A(stable) à A(négatif), en raison des pressions exercées sur l'économie des îles Caïmans qui pourraient donner lieu à un contexte d'exploitation plus contraignant pour Caribbean Utilities au cours des prochaines années. Fortis et ses entreprises de services publics réglementés ne prévoient pas que les agences de notation procéderont à des déclassements importants à court terme. Toutefois, la crise financière mondiale a provoqué une certaine critique des agences de notation et de leurs critères, ce qui pourrait entraîner une modification des pratiques et des politiques de notation du crédit.

Malgré la volatilité des marchés financiers mondiaux, la Société et ses entreprises de services publics ont réussi à mobiliser des capitaux à long terme à des taux raisonnables. Cependant, la volatilité constante des marchés financiers mondiaux pourrait faire monter le coût de mobilisation de capital à long terme et avoir un effet sur le moment des émissions de la Société et de ses entreprises de services publics. Bien que les coûts d'emprunt risquent de monter, la Société et ses entreprises de services publics prévoient continuer d'avoir un accès raisonnable à du capital à court et à moyen terme. Le coût des facilités de crédit renouvelées ou prorogées pourrait aussi augmenter dans le futur; toutefois, une hausse des intérêts débiteurs ou des frais ne devrait avoir aucune incidence importante sur les résultats financiers consolidés de la Société en 2010, puisque les facilités de crédit viennent à échéance, en majorité, entre 2011 et 2013. Comme la réglementation applicable aux entreprises de services publics de la Société est fondée sur le coût du service, toute augmentation du coût d'emprunt pour les services publics peut être recouverte dans les tarifs imposés à la clientèle.

Dans le souci d'atténuer le risque d'illiquidité, la Société et ses entreprises de services publics réglementés les plus importantes ont obtenu des facilités de crédit afin de maintenir le financement à court terme des dépenses en immobilisations et les besoins saisonniers de fonds de roulement. La facilité de crédit confirmée de la Société est disponible pour le financement provisoire des acquisitions et aux fins générales du siège social.

Des renseignements additionnels sur les facilités de crédit, les obligations contractuelles, y compris les échéances et les remboursements de la dette à long terme, et les besoins consolidés de flux de trésorerie de la Société sont présentés aux rubriques intitulées « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion et « Risque d'illiquidité » de la note 26 afférente aux états financiers consolidés de 2009.

**Conditions climatiques et caractère saisonnier :** Les biens matériels de la Société et de ses filiales sont exposés aux effets de conditions climatiques extrêmes et d'autres catastrophes naturelles. Quoique les biens matériels aient été construits et soient exploités et entretenus de façon à résister à de telles conditions, rien n'assure qu'ils parviendront à y résister en toutes circonstances. Pour Newfoundland Power, l'exposition aux rigueurs climatiques est couverte au moyen d'un compte de normalisation des effets climatiques, mécanisme approuvé par l'organisme de réglementation. Ce compte de réserve sert à atténuer d'une année à l'autre la volatilité du bénéfice qui résulterait des rigueurs climatiques. Pour TGI, un compte de stabilisation tarifaire approuvé par la BCUC sert à atténuer l'incidence sur les bénéfices de la volatilité des volumes, principalement attribuable aux conditions climatiques, en permettant à TGI d'accumuler l'incidence qu'auraient sur le bénéfice les variations des volumes de gaz réellement consommés par les clients par rapport aux prévisions.

Pour les sociétés Terasen Gas, les conditions climatiques ont une incidence marquée sur le volume de distribution, puisqu'une importante partie du gaz distribué est en fin de compte utilisée pour le chauffage de la clientèle résidentielle. Du fait des tendances de la consommation de gaz naturel, le bénéfice trimestriel des sociétés Terasen Gas varie généralement selon les saisons et peut ne pas être un indicateur du bénéfice annuel. Les sociétés Terasen Gas génèrent la majeure partie de leur bénéfice annuel au cours du premier et du quatrième trimestres.

La quantité d'électricité consommée par la clientèle peut varier de manière importante selon les conditions climatiques saisonnières. Au Canada, plus l'été est frais, plus la demande de climatisation peut baisser, et plus l'hiver est doux, plus la charge électrique nécessaire au chauffage peut baisser. Dans les Caraïbes, l'incidence des conditions climatiques saisonnières sur la demande de climatisation est moins prononcée en raison des conditions moins changeantes dans cette région. Des variations importantes de la demande d'électricité liée aux conditions climatiques pourraient avoir une grande incidence sur l'exploitation, la situation financière et les résultats d'exploitation des services publics d'électricité.

Malgré cette préparation aux rigueurs climatiques, des perturbations inhabituelles, comme les ouragans et d'autres catastrophes naturelles, constitueront toujours un risque pour les entreprises de services publics. La Société centralise la gestion de ses assurances afin de créer un niveau plus élevé d'expertise en assurance et de réduire sa vulnérabilité en matière de responsabilité.

Les actifs et le bénéfice de Belize Electricity, de Caribbean Utilities et de Fortis Turks and Caicos sont exposés à un risque d'ouragan. À l'instar d'autres entreprises de services publics de Fortis, ces sociétés gèrent les risques climatiques au moyen d'une assurance pour les actifs de production électrique, d'une assurance pour interruption des affaires et d'une auto-assurance pour les actifs de transport et de distribution. Au Belize, les coûts additionnels entraînés par un ouragan seraient reportés, et la société pourrait en demander le recouvrement futur dans les tarifs imposés à la clientèle. En vertu de sa licence de transport et de distribution, Caribbean Utilities pourra demander d'imposer un tarif additionnel spécial à ses clients en cas de désastre tel qu'un ouragan. Fortis Turks and Caicos ne dispose pas d'un mécanisme particulier de recouvrement des coûts entraînés par un ouragan. Toutefois, la société pourra demander une augmentation des tarifs imposés à la clientèle l'année suivante si le RAB réel est moins élevé que le RAB autorisé en raison de coûts additionnels entraînés par un ouragan ou un autre événement important.

Le bénéfice tiré des actifs de production non réglementée est sensible aux volumes des chutes de pluie; toutefois, la répartition géographique des installations de production électrique de la Société atténue le risque associé aux volumes des chutes de pluie.

**Risque lié au prix des marchandises :** Les sociétés Terasen Gas sont exposées au risque lié au prix des marchandises en raison des variations du prix du marché du gaz naturel. Les sociétés ont recours à divers moyens pour réduire l'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, formées d'une combinaison de transactions physiques et financières, afin de réduire la volatilité des prix et de faire en sorte que les prix du gaz naturel demeurent concurrentiels par rapport aux tarifs d'électricité, dans la mesure du possible. L'utilisation de dérivés sur gaz naturel bloque le prix d'achat du gaz naturel. Les activités reliées à la couverture des prix du gaz sont actuellement approuvées par la BCUC, et les gains ou les pertes sont entièrement transmis aux clients. L'utilisation des comptes de stabilisation tarifaire approuvés par la BCUC pour transférer le coût du gaz naturel dans les tarifs imposés à la clientèle sert à atténuer l'effet sur le bénéfice de la volatilité du coût du gaz naturel.

La plupart des entreprises de services publics réglementés d'électricité de la Société sont exposées au risque lié au prix des marchandises attribuable à la variation des prix mondiaux du pétrole, qui influe sur le coût du combustible et de l'électricité achetée. Ce risque est grandement atténué grâce à la capacité des entreprises de services publics de transférer à la clientèle le coût du combustible et de l'électricité achetée dans les tarifs de base ou par des mécanismes de stabilisation tarifaire et autres mécanismes approuvés par les divers organismes de réglementation. La capacité de transférer le coût du combustible et de l'électricité achetée à la clientèle amenuise l'incidence sur le bénéfice de la variabilité du coût du combustible et de l'électricité achetée.

Rien ne garantit que les mécanismes actuellement approuvés par les organismes de réglementation permettant le transfert du coût du gaz naturel, du combustible et de l'électricité achetée resteront en place dans le futur. L'incapacité des entreprises de services publics de transférer la totalité du coût du gaz naturel, du combustible ou de l'électricité achetée pourrait avoir une incidence importante sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie des entreprises de services publics.

**Instruments financiers dérivés et couvertures :** De temps à autre, la Société et ses filiales ont recours à des instruments financiers dérivés pour couvrir les risques de fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et du prix du gaz naturel. Les instruments financiers dérivés, notamment des swaps de taux d'intérêt, des contrats de change à terme et des swaps et options sur gaz naturel, ne sont utilisés par la Société et ses filiales qu'aux fins de gestion du risque et ne sont pas utilisés ou détenus à des fins de transaction. Tous les instruments financiers dérivés doivent être évalués à leur juste valeur. Si un instrument financier dérivé est désigné comme élément constitutif d'une relation de couverture de flux de trésorerie admissible, la composante efficace de la variation de la juste valeur est comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu. Toute variation de la juste valeur liée à la composante inefficace est immédiatement comptabilisée

en résultat. Pour les sociétés Terasen Gas, la différence entre le montant comptabilisé au moment de la variation de la juste valeur d'un instrument financier dérivé, qu'il soit ou non utilisé dans une relation de couverture admissible, et le montant recouvré auprès des clients dans les tarifs courants est assujettie au traitement de report réglementaire. Ce montant doit être recouvré auprès des clients ou versé aux clients dans les tarifs futurs.

Le bénéfice tiré des filiales étrangères autonomes de la Société et les investissements nets dans ces dernières sont exposés aux fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. La Société a efficacement réduit cette exposition au moyen d'emprunts en dollars américains à l'échelle du siège social. Le gain ou la perte de change à la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars américains contrebalance en partie la perte ou le gain de change à la conversion du bénéfice des filiales étrangères de la Société, qui est libellé en dollars américains ou en une monnaie fondée sur le dollar américain. La monnaie de présentation de Belize Electricity est le dollar bélizien, alors que celle de Caribbean Utilities, de FortisUS Energy, de BECOL et de Fortis Turks and Caicos est le dollar américain. La valeur du dollar bélizien (\$ BZ) est fondée sur celle du dollar américain selon le rapport 2,00 \$ BZ pour 1,00 \$ US. Au 31 décembre 2009, la dette à long terme de 390 millions \$ US (403 millions \$ US au 31 décembre 2008) de la Société était désignée comme couverture d'une tranche des investissements nets de la Société dans des établissements étrangers. L'effet de change lié à la conversion des emprunts en dollars américains de la Société désignés comme couvertures est comptabilisé dans les autres éléments du résultat étendu et contribue à contrebalancer les gains et les pertes de change latents sur les investissements nets dans des établissements étrangers, qui sont aussi comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu. Au 31 décembre 2009, la Société avait des investissements nets dans des établissements étrangers d'environ 174 millions \$ US (119 millions \$ US au 31 décembre 2008) non encore couverts.

On estime qu'une variation à la hausse ou à la baisse de 5 cents, ou 5 %, du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien par rapport au taux de change de 1,05 au 31 décembre 2009 se traduirait par une variation correspondante à la hausse ou à la baisse du résultat de base par action ordinaire de Fortis de 1 cent en 2010.

La direction continuera de couvrir les fluctuations futures des taux de change applicables aux investissements nets de la Société dans des établissements étrangers et à ses sources de revenus libellés en dollars américains et en dollars béliziens, dans la mesure du possible, par des emprunts futurs en dollars américains, et continuera de surveiller l'exposition de la Société aux fluctuations des taux de change de façon régulière.

**Risque lié aux taux d'intérêt :** En général, les taux de rendement autorisés des entreprises nord-américaines de services publics réglementés sont exposés aux fluctuations normales des taux d'intérêt à long terme. Les taux de rendement autorisés peuvent être fixés soit directement au moyen de formules d'ajustement automatique, soit indirectement par décision réglementaire sur ce qui constitue un rendement approprié de l'investissement. Les formules d'ajustement automatique du RCP liées au rendement des obligations à long terme du gouvernement du Canada utilisées au cours des dernières années par les sociétés Terasen Gas, FortisAlberta, FortisBC et Newfoundland Power ont engendré de plus faibles RCP autorisés. Les décisions réglementaires reçues en 2009 ont réduit le risque de nouvelles baisses du RCP autorisé pour certaines entreprises de services publics de la Société et d'autres entreprises de services publics au Canada. En décembre 2009, la BCUC a rendu une décision approuvant l'augmentation des RCP autorisés de TGI et de FortisBC pour les porter respectivement à 9,50 % et 9,90 %. La BCUC a également statué que l'ancienne formule d'ajustement automatique du RCP n'aurait plus cours et que le RCP autorisé, établi en vertu de la décision de la BCUC, s'appliquera jusqu'à ce que le mécanisme soit passé en revue de façon plus approfondie par la BCUC. En novembre 2009, l'AUC a rendu une décision relativement à l'instance générale sur le coût du capital de 2009. La décision approuvait l'augmentation du RCP autorisé des entreprises de services publics qu'elle régit en Alberta, y compris FortisAlberta, pour le porter à 9,00 %, et a mis fin à l'utilisation de la formule d'ajustement automatique du RCP jusqu'à ce qu'elle soit passée en revue plus en profondeur par l'AUC. En décembre 2009, la CEO a publié son rapport sur le coût du capital pour les entreprises de services publics réglementés de l'Ontario. La CEO a haussé le RCP autorisé des entreprises de services publics ontariennes qu'elle régit, dont FortisOntario, pour le faire passer à 9,75 %, a amélioré la formule de calcul de l'ajustement automatique du RCP pour en réduire la sensibilité aux variations des rendements des obligations du Canada à long terme et a inclus un facteur supplémentaire dans le calcul des différentiels de taux des obligations des entreprises de services publics. L'Office national de l'énergie (« ONE »), organisme fédéral indépendant qui réglemente plusieurs aspects du secteur de l'énergie du Canada, a rendu en 2009 une décision autorisant l'augmentation du coût du capital total réglementé de Trans Québec et Maritimes inc. (« TQM »), service public réglementé canadien d'exploitation de gazoducs, qui s'est traduite en une hausse d'environ 100 points de base du RCP autorisé de TQM pour 2008, le faisant passer à 9,70 % pour un ratio des capitaux propres de 40 %. L'augmentation du coût du capital total et du RCP autorisé résulte d'une modification de méthode faisant en sorte que l'on tient maintenant compte des informations sur le marché des capitaux, qui englobent notamment les changements ayant eu une incidence sur la conjoncture du marché des capitaux et de l'économie. En octobre 2009, l'ONE a rendu une décision à l'effet que sa formule de 1994 servant à calculer le taux de rendement du capital-actions des sociétés pipelinières, utilisée pour établir le coût du capital de ces sociétés réglementées, a cessé d'être en vigueur, puisqu'il existe un doute quant au bien-fondé de l'utilisation de cette formule de manière continue. Le coût du capital sera plutôt établi par voie de négociations entre les sociétés pipelinières et les expéditeurs, ou encore par l'ONE.

La Société et ses filiales sont également exposées au risque de taux d'intérêt lié aux emprunts en vertu des facilités de crédit et des titres de créance à long terme à taux variable. Cependant, les sociétés Terasen Gas et FortisBC ont obtenu des organismes de réglementation l'approbation de reporter toute hausse ou baisse des intérêts débiteurs découlant des fluctuations des taux d'intérêt se rapportant à leurs facilités de crédit à taux variable aux fins de son recouvrement auprès des clients, ou de son remboursement aux clients, dans les tarifs futurs. Comme il est décrit à la rubrique intitulée « Gestion du risque d'affaires – Instruments financiers dérivés et couvertures » du présent rapport de gestion, la Société et ses filiales peuvent aussi, de temps à autre, conclure des swaps de taux d'intérêt afin de réduire le risque lié aux taux d'intérêt.

Au 31 décembre 2009, environ 81 % de la dette à long terme consolidée et des obligations liées aux contrats de location-acquisition comportaient des échéances à plus de cinq ans. Puisqu'une tranche importante de la dette consolidée de la Société comporte des échéances à long terme, le risque lié aux taux d'intérêt rattaché au refinancement de la dette s'en trouve réduit à court et à moyen terme.

Le tableau suivant précise la nature des dettes consolidées de la Société au 31 décembre 2009.

## Total de la dette

Au 31 décembre 2009	(en millions \$)	(%)
Emprunts à court terme	415	7,0
Facilités de crédit à taux variable utilisées classées comme dettes à long terme	208	3,5
Dette à long terme à taux variable et obligations liées aux contrats de location-acquisition (y compris la tranche échéant à moins de un an)	16	0,3
Dette à long terme à taux fixe et obligations liées aux contrats de location-acquisition (y compris la tranche échéant à moins de un an)	5 276	89,2
<b>Total</b>	<b>5 915</b>	<b>100,0</b>

Une variation des taux d'intérêt pourrait avoir une incidence importante sur l'évaluation et la comptabilisation des variations de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt, de même que sur l'évaluation et la présentation de la juste valeur de la dette à long terme. L'effet d'une variation importante des taux d'intérêt sur l'évaluation de la juste valeur du swap de taux d'intérêt en cours au 31 décembre 2009 ne devrait pas influencer grandement sur le bénéfice et le résultat étendu consolidés de la Société, compte tenu de la faible valeur nominale du swap de taux d'intérêt et de son échéance à court terme.

La juste valeur des swaps de taux d'intérêt et de la dette à long terme consolidée de la Société en cours au 31 décembre 2009 est présentée à la rubrique intitulée « Instruments financiers » du présent rapport de gestion. Une analyse de sensibilité à une variation des taux d'intérêt selon son incidence sur les résultats financiers de 2009 est présentée à la note 26 afférente aux états financiers consolidés de 2009.

**Risque de contrepartie :** Les sociétés Terasen Gas sont exposées à un risque de crédit en cas de défaut des contreparties à ses instruments financiers dérivés. Les sociétés Terasen Gas sont également exposées à un risque de crédit élevé à l'égard des ventes physiques hors réseau. Les sociétés Terasen Gas traitent avec des institutions très solvables, conformément aux pratiques établies en matière d'approbation de crédit. En raison des événements survenus sur les marchés financiers au cours de la dernière année, y compris l'importante intervention dans les systèmes bancaires par des gouvernements, les sociétés Terasen Gas ont restreint davantage le nombre de leurs contreparties financières et ont réduit le crédit consenti aux contreparties de leurs ventes physiques hors réseau, ou ont demandé des sûretés supplémentaires à ces contreparties. Aucune contrepartie des sociétés Terasen Gas ne s'est trouvée en situation de défaut à leur égard en 2009, et les sociétés Terasen Gas ne s'attendent pas à ce qu'une contrepartie manque à ses obligations. Toutefois, la qualité du crédit des contreparties peut changer rapidement, comme l'ont démontré les événements de la dernière année.

FortisAlberta est exposée à un risque de crédit dans ses ventes à des détaillants. La quasi-totalité de la facturation pour services de distribution de FortisAlberta vise un petit groupe de détaillants. Comme l'exige la réglementation, FortisAlberta réduit au minimum son exposition au crédit liée à la facturation des détaillants en obtenant de la part de ces derniers un dépôt au comptant, une caution, une lettre de crédit ou une note de solvabilité de première qualité auprès d'une importante agence de notation, ou en les obligeant à obtenir une garantie financière auprès d'une entité dont la note de solvabilité est de première qualité. Voir aussi la rubrique intitulée « Gestion du risque d'affaires – Conjoncture économique » du présent rapport de gestion.

**Caractère concurrentiel du gaz naturel :** Avant l'an 2000, le gaz naturel jouissait constamment d'un avantage concurrentiel notable sur les autres sources d'énergie en Colombie-Britannique. Toutefois, comme, dans cette province, le prix de l'électricité continue d'être établi en fonction du coût de production moyen historique, plutôt que selon les forces du marché, il est maintenu artificiellement à un faible niveau par rapport au prix sur le marché. Aussi, le prix de l'électricité pour les clients résidentiels de Colombie-Britannique est à peine plus élevé à l'heure actuelle que celui du gaz naturel. Rien ne garantit que le gaz naturel restera à un prix concurrentiel avantageux dans le futur. Si le prix du gaz naturel devenait moins concurrentiel par rapport au prix de l'électricité ou au prix de sources d'énergie alternative, la capacité des sociétés Terasen Gas de gagner de nouveaux clients pourrait être entravée, et les clients existants pourraient réduire leur consommation de gaz naturel ou en abandonner complètement l'utilisation à mesure qu'ils remplaceront leur chaudière, leur chauffe-eau et d'autres appareils. Une telle situation pourrait entraîner un accroissement des tarifs et, au pire, empêcher éventuellement les sociétés Terasen Gas de récupérer entièrement le coût du service dans les tarifs demandés aux clients. Se reporter également à la rubrique « Gestion du risque d'affaires – Risques liés à TGVI » et à la rubrique « Gestion du risque d'affaires – Plan énergétique du gouvernement de la Colombie-Britannique » du présent rapport de gestion.

**Approvisionnement en gaz naturel :** Les sociétés Terasen Gas ont un nombre limité de fournisseurs de pipelines et de services de stockage, particulièrement dans les territoires de service de Vancouver, de la vallée du Fraser et de l'île de Vancouver, où la plupart des clients des services de distribution de gaz naturel des sociétés Terasen Gas sont situés. Les prix ont parfois été plus élevés sur ce marché régional qu'ailleurs en Amérique du Nord en raison d'une pénurie sur une base saisonnière et en périodes de pointe de capacité de stockage et de transport par pipelines pour répondre à la demande croissante de gaz naturel en Colombie-Britannique et dans la région du Pacific Northwest des États-Unis. En outre, les sociétés Terasen Gas dépendent essentiellement d'un pipeline de transport de source unique. En cas d'interruption prolongée du service du réseau pipelinier Spectra, les clients résidentiels des sociétés Terasen Gas pourraient se retrouver en panne de gaz naturel, ce qui nuirait aux revenus et engendrerait des coûts pour la réalimentation sécuritaire des clients.

**Rendement des régimes de retraite à prestations déterminées et besoins de capitalisation :** Terasen, FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, FortisOntario, Algoma Power, Caribbean Utilities et Fortis ont des régimes de retraite à prestations déterminées à l'intention de certains de leurs employés. Toutefois, seulement 60 % du total de l'effectif des services publics susmentionnés participent à ces régimes.

Les régimes de retraite à prestations déterminées de la Société et de ses filiales dépendent de jugements portés dans le calcul actuariel de l'obligation au titre des prestations constituées et du coût net des régimes de retraite. Les principales hypothèses utilisées par la direction sont le taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes de retraite et le taux d'actualisation utilisé pour évaluer l'obligation au titre des prestations constituées. Une analyse des principales estimations comptables relatives aux régimes de retraite à prestations déterminées est présentée à la rubrique intitulée « Estimations comptables critiques – Avantages sociaux futurs » du présent rapport de gestion.

Les obligations au titre des prestations constituées et le coût net des régimes de retraite s'y rapportant peuvent être influencés par la volatilité du marché des capitaux et du marché financier mondial. Rien ne garantit que les actifs des régimes de retraite réaliseront les taux de rendement à long terme présumés dans le futur. Sauf pour Newfoundland Power et Terasen, les actifs des régimes de retraite sont évalués à leur juste valeur. Newfoundland Power et Terasen évaluent les actifs de leurs régimes de retraite à la valeur de marché comme le présente la note 2 afférente aux états financiers consolidés de 2009. Des fluctuations du marché ayant une incidence sur le rendement des actifs des régimes de retraite pourraient entraîner des écarts notables entre le rendement réel des actifs des régimes de retraite et le rendement à long terme présumé des actifs. Il pourrait en résulter des écarts significatifs entre les besoins de capitalisation futurs des régimes de retraite et les estimations actuelles ainsi que des variations importantes du coût net futur des régimes de retraite.

Des fluctuations du marché ayant une incidence sur les taux d'actualisation, lesquels servent à évaluer les obligations au titre des prestations constituées à la date d'évaluation de chaque régime de retraite à prestations déterminées, peuvent entraîner des écarts significatifs entre les besoins de capitalisation futurs des régimes de retraite et les estimations actuelles ainsi que des variations importantes du coût net futur des régimes de retraite.

Il existe aussi un risque lié à l'incertitude inhérente au processus d'évaluation actuariel, puisque ce processus influe sur l'évaluation du coût net des régimes de retraite, des besoins de capitalisation futurs, de l'actif au titre des prestations constituées, du passif au titre des prestations constituées et de l'obligation au titre des prestations constituées.

Les risques susmentionnés sont atténués, du fait que toute augmentation ou diminution des besoins de capitalisation futurs des régimes de retraite ou du coût net des régimes de retraite des entreprises de services publics réglementés devrait être recouvrée auprès de la clientèle, ou remboursée à cette dernière, dans les tarifs futurs, sous réserve du risque prévu. Toutefois, pour les sociétés Terasen Gas et FortisBC, et pour Newfoundland Power à compter de 2010, l'écart positif ou négatif entre le coût net réel des régimes de retraite et le coût net prévu des régimes de retraite, dont le recouvrement dans les tarifs imposés à la clientèle a été approuvé pour l'exercice, est assujéti au traitement en compte de report pour recouvrement dans les tarifs futurs imposés à la clientèle, ou pour remboursement à cette dernière, sous réserve d'une approbation réglementaire. Les risques susmentionnés sont aussi atténués parce que les régimes de retraite à prestations déterminées de FortisAlberta et de Newfoundland Power n'acceptent plus de nouveaux participants.

**Risques liés à TGVI :** TGVI est une entreprise en développement sur le territoire de service de l'île de Vancouver, où les fournisseurs se livrent une concurrence pour les tarifs et dont le bassin de clientèle et les revenus sont insuffisants pour permettre de récupérer le coût actuel du service. Afin de maintenir des tarifs concurrentiels au cours de la période de développement, la Convention du pipeline de gaz naturel sur l'île de Vancouver (« CPGNIV ») prévoit la réception de redevances du gouvernement de la Colombie-Britannique qui couvrent en ce moment à peu près 20 % du coût du service. Ces redevances cesseront à la fin de 2011, après quoi les clients de TGVI devront absorber le coût intégral du gaz, la totalité des autres coûts de service et la récupération des insuffisances de revenus accumulées. Lorsque la CPGNIV expirera en 2011, le solde impayé des prêts de premier rang accordés sans intérêt par le gouvernement, actuellement traités comme une réduction de la base tarifaire, deviendra totalement remboursable. Au 31 décembre 2009, le solde impayé de ces prêts était de 53 millions \$. Quand la dette sera remboursée, le coût de la base tarifaire accrue augmentera le coût du service et les tarifs facturés aux clients, ce qui rendra le gaz naturel moins concurrentiel que l'électricité sur l'île de Vancouver.

**Plan énergétique du gouvernement de la Colombie-Britannique :** Le gouvernement de la Colombie-Britannique a publié son plan énergétique en février 2007. Ce plan représente une progression naturelle par rapport au plan antérieur, par ses principes constants et le fort accent mis sur le leadership environnemental, la conservation de l'énergie et l'efficacité énergétique, de même que l'investissement dans des projets novateurs. Le plan énergétique présente diverses mesures destinées à surmonter les défis liés au réchauffement planétaire, notamment l'exigence que la totalité de l'électricité produite en Colombie-Britannique soit produite sans aucune émission de gaz à effet de serre d'ici 2016. Le plan énergétique confère une responsabilité importante aux citoyens de la Colombie-Britannique en exigeant que 50 % des nouveaux besoins d'énergie de la Colombie-Britannique soient comblés par des économies d'énergie d'ici 2020. Il met l'accent sur l'efficacité en obligeant BC Hydro à éliminer les importations d'électricité et à devenir entièrement autosuffisante d'ici 2016. Le plan énergétique indique aussi que 90 % de l'électricité de la Colombie-Britannique proviendra de sources renouvelables et que la Colombie-Britannique deviendra le premier territoire d'Amérique du Nord à exiger la capture de la totalité du carbone pour les projets de production d'électricité alimentée au charbon. Plusieurs des principes du plan énergétique ont été intégrés au cadre réglementaire de la Colombie-Britannique lors de l'adoption de la loi intitulée *Utilities Commission Amendment Act, 2008* de la Colombie-Britannique. De plus, la *Carbon Tax Act, 2008* prévoit une taxe à la consommation sur les combustibles à base de carbone qui réduit la compétitivité du gaz naturel par rapport aux sources d'énergie qui ne sont pas à base de carbone. Toutefois, cette loi n'impose pas de taxe sur les émissions carboniques à l'égard de l'électricité importée produite à l'aide de combustibles à base de carbone. L'incidence future du plan énergétique du gouvernement de la Colombie-Britannique et de la législation connexe sur le caractère concurrentiel du gaz naturel par rapport à d'autres sources d'énergie pourrait être importante.

**Risques environnementaux :** La Société et ses filiales sont assujetties à de multiples lois, règlements et directives régissant la production, la gestion, le stockage, le transport, le recyclage et l'élimination des substances dangereuses et d'autres déchets et touchant autrement la protection de l'environnement. Divers événements pourraient entraîner des dommages à l'environnement et des coûts connexes, notamment des conditions climatiques violentes et des désastres naturels touchant les installations et le matériel, et une défaillance du matériel. Les coûts liés aux mesures de protection de l'environnement, à la conformité aux lois, règlements et directives en matière d'environnement ou aux dommages pourraient devenir importants pour la Société et ses filiales. En outre, le processus d'obtention des approbations réglementaires en matière d'environnement, y compris les évaluations environnementales nécessaires, peut être long, litigieux et onéreux. En 2009, les coûts liés à la protection environnementale, à la conformité ou aux dommages n'ont pas eu une incidence importante sur les résultats d'exploitation consolidés, les flux de trésorerie ou la situation financière de la Société. La Société est d'avis qu'elle-même et ses filiales se conforment, à tous les égards importants, aux lois, règlements et directives en matière d'environnement qui les régissent dans les divers territoires où elles exercent leurs activités. Au 31 décembre 2009, aucun passif environnemental important n'était comptabilisé dans les états financiers consolidés de 2009 de la Société, et la direction n'avait connaissance d'aucun passif environnemental important non comptabilisé. Les entreprises de services publics réglementés chercheraient à recouvrer, dans les tarifs imposés à la clientèle, les coûts liés à la protection, à la conformité ou aux dommages en matière d'environnement. Toutefois, rien ne garantit que les organismes de réglementation accueilleront favorablement les demandes des entreprises de services publics et, par conséquent, les coûts non recouverts, s'ils étaient élevés, pourraient avoir une incidence importante sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière des entreprises de services publics.

Il est possible que, de temps à autre, la Société et ses filiales puissent faire l'objet d'ordonnances gouvernementales, d'enquêtes, de demandes d'information ou d'autres procédures se rapportant à des questions environnementales. Si de tels événements se produisent, ou si des modifications sont apportées aux lois, règlements et directives en matière d'environnement ou à leur application ou interprétation, il pourrait en résulter une incidence importante sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière de la Société et de ses filiales.

Les activités de la Société dans le secteur du gaz et de l'électricité comportent des risques, dont le risque d'incendies et de contamination de l'air, du sol ou de l'eau par des substances dangereuses. Les risques associés aux dommages causés par le feu sont reliés à l'étendue du reboisement et à la couverture végétale, à l'habitation et aux installations de tiers situées sur le terrain où se trouvent les installations des services publics ou à proximité. Les entreprises de services publics peuvent être tenues responsables des coûts d'extinction d'un incendie, de régénération de la forêt et de la valeur du bois ainsi que des réclamations d'un tiers relativement à des incendies sur des terres où ses installations sont situées, et ces réclamations, si elles sont accueillies, pourraient être importantes. Ces risques comprennent aussi la responsabilité de la remise en état de toute propriété contaminée, que cette contamination ait été réellement causée ou non par le propriétaire foncier. Le risque de contamination de l'air, du sol et de l'eau par les entreprises de services publics d'électricité a principalement trait au stockage et à la manutention d'importants volumes de combustible, à l'utilisation et à l'élimination de produits à base de pétrole, surtout l'huile de transformateurs et l'huile de graissage, dans le cours des activités normales d'exploitation et d'entretien des entreprises de services publics, et aux émissions causées par la combustion du combustible pendant la production d'électricité. Le risque de contamination de l'air, du sol ou de l'eau par les entreprises de services publics de gaz naturel est surtout lié aux fuites de gaz naturel et de propane et à d'autres accidents touchant ces substances. La gestion des émissions de gaz à effet de serre constitue la principale préoccupation environnementale des entreprises de services publics réglementés de gaz de la Société, principalement en raison des modifications récentes apportées par le gouvernement de la Colombie-Britannique à son plan énergétique et à la législation connexe, comme il est mentionné plus haut. Toute modification des lois, règlements ou directives régissant la contamination pourrait entraîner des hausses de coûts élevées pour la Société et ses filiales.

Parmi les principaux risques environnementaux inhérents aux activités de production hydroélectrique, mentionnons la création de cours d'eau artificiels, qui pourrait perturber les habitats naturels, et le stockage d'importants volumes d'eau aux fins de la production d'électricité.

Les scientifiques et les experts en santé publique au Canada, aux États-Unis et dans d'autres pays étudient la possibilité que l'exposition aux champs électriques et magnétiques provenant des lignes électriques, des appareils électroménagers et d'autres sources d'électricité puisse causer des problèmes de santé. S'ils concluaient que les champs électriques et magnétiques présentent un danger pour la santé, des litiges pourraient s'ensuivre, et les entreprises de services publics d'électricité pourraient être tenues de payer des dommages-intérêts et de prendre des mesures d'atténuation à leurs installations. Les coûts des litiges, des dommages-intérêts accordés et des mesures d'atténuation, si les organismes de réglementation n'en approuvaient pas le recouvrement dans les tarifs imposés à la clientèle, pourraient avoir une incidence importante sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière des entreprises de services publics d'électricité.

Bien que la Société et ses filiales maintiennent des couvertures d'assurance, rien ne garantit que les passifs possibles qui pourraient découler de questions environnementales seraient couverts en totalité. Pour plus de renseignements à l'égard des couvertures d'assurance, se reporter à la rubrique intitulée « Gestion du risque d'affaires – Risque lié aux couvertures d'assurance » du présent rapport de gestion.

Dans le cadre de son système de gestion environnementale propre, chaque entreprise de services publics établit et met en œuvre en continu des programmes et procédures destinés à répertorier les effets environnementaux potentiels, à atténuer ces effets et à surveiller la performance environnementale.

**Risque lié aux couvertures d'assurance :** Bien que la Société et ses filiales souscrivent des assurances, une tranche importante des actifs de transport et de distribution des services publics réglementés d'électricité de la Société ne sont pas assurés, comme il est de règle en Amérique du Nord, puisque le coût de l'assurance n'est pas jugé rentable. Les assurances comportent des limites de couverture ainsi que des clauses fixant un délai de présentation des demandes d'indemnisation et de découverte des sinistres. Il n'existe aucune garantie que les types de dommages subis par la Société et ses filiales seront couverts par ces assurances. Les entreprises de services publics réglementés de

la Société déposeraient certainement des demandes auprès de leur organisme de réglementation respectif pour être autorisés à recouvrer les pertes ou les dommages au moyen d'une hausse des tarifs imposés à la clientèle. Cependant, il n'y a aucune certitude que l'organisme de réglementation approuverait une telle demande, en partie ou en totalité. Tout dommage majeur aux biens matériels de la Société et de ses filiales pourrait entraîner des coûts de réparation et des demandes de règlement considérables de la part de sa clientèle, qui pourraient avoir une incidence négative sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière de la Société et de ses filiales. En outre, s'il y avait des réclamations non assurées importantes, des réclamations excédant les limites de la garantie d'assurance maintenue par la Société et ses filiales ou des réclamations tombant à l'intérieur d'une importante franchise auto-assurée, les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière de la Société et de ses filiales pourraient en souffrir considérablement.

On s'attend à ce que cette garantie d'assurance soit maintenue. Cependant, rien ne garantit que la Société et ses filiales pourront obtenir ou maintenir dans le futur une assurance adéquate à des tarifs jugés raisonnables, que les conditions de cette assurance demeureront aussi favorables que celles des arrangements existants ni que les sociétés d'assurance respecteront leurs obligations de paiement des réclamations.

**Licences et permis :** L'acquisition, la possession et l'exploitation d'entreprises de services publics et d'actifs de gaz et d'électricité exigent de nombreux permis et licences, approbations et certificats de divers paliers gouvernementaux et organismes gouvernementaux. Les entreprises de services publics réglementés et les activités de production non réglementée de la Société pourraient ne pas être en mesure d'obtenir ou de conserver la totalité des approbations réglementaires nécessaires. S'il survenait un délai dans l'obtention de toute approbation réglementaire, s'il s'avérait impossible d'obtenir ou de maintenir une approbation nécessaire, ou s'il survenait un défaut de conformité à une loi applicable, à une réglementation ou à une condition d'approbation, l'exploitation des actifs et la vente de gaz naturel et d'électricité pourraient être entravées ou entraîner des coûts additionnels, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur les filiales.

La capacité de FortisBC de produire de l'électricité à partir de ses installations sur la rivière Kootenay et de recevoir son admissibilité à l'énergie aux termes de la convention de la centrale Canal modifiée et refondue, en date du 1<sup>er</sup> juillet 2005, dépend du maintien de ses permis d'exploitation hydraulique émis en vertu de la loi de la Colombie-Britannique intitulée *Water Act*. De plus, les débits d'eau sur la rivière Kootenay sont régis par les modalités du Traité du fleuve Columbia intervenu entre le Canada et les États-Unis. Les autorités gouvernementales au Canada et aux États-Unis peuvent, en vertu du Traité, réguler les débits d'eau pour protéger les valeurs environnementales d'une manière qui pourrait nuire à la quantité d'eau disponible pour la production de l'énergie.

**Perte du territoire de service :** FortisAlberta approvisionne une clientèle qui réside dans diverses municipalités sur les territoires qu'elle dessert. De temps à autre, des autorités municipales de l'Alberta envisagent de créer leur propre réseau de distribution d'électricité en achetant les actifs de FortisAlberta situés à l'intérieur du périmètre de leur municipalité. À l'expiration d'un contrat de concession, une municipalité a le droit, moyennant l'autorisation de l'AUC, d'acheter les actifs de FortisAlberta situés à l'intérieur de ses limites municipales, conformément à la loi albertaine intitulée *Municipal Government Act*. En vertu de loi albertaine intitulée *Hydro and Electric Energy Act*, si une municipalité propriétaire de son réseau d'alimentation en électricité étend ses limites territoriales, elle peut acquérir les actifs de FortisAlberta situés dans la zone annexée. Dans de telles circonstances, la *Hydro and Electric Energy Act* (Alberta) prévoit une compensation, comprenant le paiement, en contrepartie des actifs de FortisAlberta, d'une somme équivalant au coût de remplacement diminué de l'amortissement. Compte tenu de la croissance historique de l'Alberta et de ses municipalités, FortisAlberta pourrait être touchée par des opérations de ce genre.

Les conséquences pour FortisAlberta de l'achat par une municipalité de ses actifs de distribution seraient l'érosion de sa base tarifaire, ce qui aurait pour effet de diminuer le capital sur lequel FortisAlberta est autorisée à gagner un rendement réglementé. Aucune opération n'est actuellement en cours avec FortisAlberta en vertu de la *Municipal Government Act* (Alberta). Toutefois, à l'expiration d'un contrat de concession, il existe un risque que des municipalités choisissent d'acheter les actifs de distribution se trouvant sur leur territoire. La perte qui en résulterait pourrait avoir une incidence importante sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière de FortisAlberta.

**Prix de vente de l'énergie sur le marché :** La principale exposition de la Société aux fluctuations des prix de vente de l'énergie sur le marché a trait à ses ventes d'énergie non réglementées en Ontario, où l'énergie était vendue à l'Independent Electricity System Operator aux prix du marché. Les ventes d'énergie non réglementées en Ontario se faisaient en grande partie aux termes d'une entente d'échange d'eau contre de l'électricité, connue sous le nom de Niagara Exchange Agreement, associée à la centrale hydroélectrique Rankine. Les droits de FortisOntario relatifs à l'eau de la rivière Niagara ont expiré le 30 avril 2009, à la fin d'un terme de cent ans. L'exposition de la Société aux fluctuations des prix sur le marché ontarien s'en est trouvée considérablement réduite, puisque aucun bénéfice n'a été tiré de la centrale Rankine après cette date. En 2009, l'apport au bénéfice attribuable à la centrale Rankine s'est établi à environ 3,5 millions \$. Dans une moindre mesure, la Société est aussi exposée aux fluctuations des prix de l'énergie de par les ventes d'énergie de ses actifs de production non réglementée dans le nord de l'État de New York. La totalité de l'énergie produite par ces actifs est vendue à la National Grid aux prix du marché. L'énergie produite par les actifs de production non réglementée de la Société au Belize, dans la région centrale de Terre-Neuve et en Colombie-Britannique est vendue aux termes de contrats à prix fixe à moyen et à long terme.

**Basculement vers les Normes internationales d'information financière :** Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2011, les sociétés canadiennes ayant une obligation d'information du public devront adopter les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). Les IFRS exigent la présentation d'informations financières accrues. De plus, il existe des différences entre les conventions comptables établies selon les PCGR du Canada et les IFRS. La Société continue d'évaluer l'incidence future, sur la présentation financière, de l'adoption des IFRS. En juillet 2009, l'IASB a publié un exposé-sondage sur les activités à tarifs réglementés (« ED/2009/8 »), qui énonce qu'il serait possible de comptabiliser les actifs et les passifs réglementaires découlant d'activités soumises à la

réglementation du coût de service selon les IFRS à certaines conditions. La possibilité de comptabiliser des actifs et des passifs réglementaires, telle qu'elle est proposée, devrait diminuer la volatilité des bénéfices des entreprises de services publics réglementés de la Société que les IFRS pourraient entraîner autrement en l'absence d'une norme comptable sur les activités à tarifs réglementés. À l'inverse, si aucune norme comptable n'est approuvée à l'égard des activités à tarifs réglementés ou si la norme approuvée diffère significativement de la norme proposée, la volatilité des bénéfices des entreprises de services publics réglementés de la Société pourrait augmenter. Pour plus de renseignements, se reporter à la rubrique intitulée « Modifications comptables futures – Basculement vers les IFRS » du présent rapport de gestion.

**Modifications de la législation fiscale :** Le gouvernement du Canada a promulgué des modifications législatives qui pourraient faire en sorte que les impôts sur les bénéfices étrangers tirés de filiales étrangères ne puissent plus être différés. Ces modifications législatives obligeront les gouvernements de pays considérés comme des paradis fiscaux à signer des traités ou autres accords généraux d'échange de renseignements fiscaux (« AERF ») avec le Canada avant 2015. Si ces territoires n'arrivent pas à établir pareils traités fiscaux ou AERF, le bénéfice des filiales canadiennes exerçant leurs activités dans ces territoires sera assujéti à l'impôt selon la comptabilité d'exercice après 2014 comme s'ils étaient réalisés au Canada. Par contre, si des traités fiscaux ou AERF sont conclus, le bénéfice réalisé dans ces territoires pourra être rapatrié au Canada libre d'impôt. Si le bénéfice réalisé à l'étranger devenait imposable, la contribution au bénéfice des entreprises de services publics réglementés d'électricité de la Société dans les Caraïbes et de BECOL diminuerait.

Le 10 décembre 2008, le Groupe consultatif sur le régime canadien de fiscalité internationale (le « Groupe consultatif ») a présenté ses recommandations au ministre des Finances du Canada dans son rapport final, intitulé « Promouvoir l'avantage fiscal international du Canada ». Le Groupe consultatif a été mis sur pied par le gouvernement du Canada en novembre 2007 afin de formuler des recommandations visant à améliorer la politique canadienne en matière de fiscalité internationale qui régit les investissements à l'étranger par les entreprises canadiennes, et les investissements au Canada par les entreprises étrangères. Les recommandations du Groupe consultatif visent à améliorer le régime fiscal canadien en ce qui a trait aux investissements des entreprises à l'étranger et de l'étranger, aux retenues d'impôt des non-résidents, ainsi que les processus d'administration, d'observation de la loi et le processus législatif. En particulier, le Groupe consultatif a recommandé que le gouvernement du Canada négocie les AERF avec chaque gouvernement individuellement, sans appliquer l'impôt selon la comptabilité d'exercice sur les bénéfices tirés d'une entreprise étrangère exploitée activement s'il ne parvient pas à conclure un AERF. Le Groupe consultatif a aussi recommandé que le gouvernement du Canada élargisse l'exemption actuelle à tous les bénéfices tirés d'une entreprise étrangère exploitée activement par les sociétés étrangères affiliées.

Maintes mesures proposées à l'égard des sociétés étrangères affiliées, annoncées d'abord en février 2004, demeurent à l'état de projet. Dans les documents du budget fédéral de 2009, le gouvernement du Canada a indiqué que les propositions restantes seront réévaluées à la lumière des recommandations du Groupe consultatif avant de décider s'il les mettra en œuvre et de quelle manière. Le 18 décembre 2009, le ministre des Finances du Canada a rendu publiques des propositions législatives et réglementaires ainsi que des notes explicatives concernant les règles sur les sociétés étrangères affiliées de la *Loi de l'impôt sur le revenu fédérale*. Ces mesures mettent en œuvre nombre des propositions relatives aux sociétés étrangères affiliées annoncées le 27 février 2004.

Le 31 août 2009, le ministère des Finances du Canada a annoncé qu'il avait entrepris des négociations en vue de conclure des AERF avec les îles Caïmans et les îles Turks et Caïcos en juin 2009. Si des accords peuvent être négociés, les bénéfices de Caribbean Utilities et de Fortis Turks and Caicos pourraient être rapatriés libres d'impôt. À la connaissance de la Société, le gouvernement du Canada n'a pas entamé de négociations semblables avec le gouvernement du Belize.

Toute modification future d'autres lois fiscales pourrait aussi avoir une incidence importante sur le bénéfice consolidé de la Société.

**Infrastructure de technologie de l'information :** L'efficacité du fonctionnement des entreprises de services publics de la Société est tributaire du développement, de la gestion et du maintien de systèmes d'information et d'une infrastructure de technologie de l'information complexes qui procurent un soutien à l'exploitation des installations de distribution, de transport et de production, qui fournissent aux clients des informations sur la facturation et le règlement relatif à la charge et qui appuient les volets financier et général de l'exploitation de l'entreprise. Les pannes de systèmes pourraient avoir une incidence négative sur les entreprises de services publics.

**Terres des Premières nations :** Les sociétés Terasen Gas et FortisBC fournissent des services à des abonnés sur des réserves des Premières nations et ont des installations de distribution de gaz et d'électricité, et des installations de transport et de production d'électricité, sur des terres faisant l'objet de revendications territoriales de la part de diverses bandes des Premières nations. Un processus de négociation de traité auquel participent diverses bandes des Premières nations et le gouvernement de la Colombie-Britannique est en cours, mais les conditions auxquelles des règlements pourraient être conclus dans les territoires de service des sociétés Terasen Gas et de FortisBC ne sont pas claires. De plus, les bandes des Premières nations ne participent pas toutes au processus. Jusqu'à maintenant, le gouvernement de la Colombie-Britannique a eu comme politique d'essayer de structurer des ententes sans porter tort aux droits existants de certains tiers comme les sociétés Terasen Gas et FortisBC. Cependant, rien ne peut garantir que le processus ne nuira pas aux sociétés Terasen Gas ou à FortisBC de manière importante. En outre, FortisAlberta a des actifs de distribution sur des terres des Premières nations, à l'égard desquelles TransAlta Utilities Corporation (« TransAlta ») possède des permis d'accès. Pour que FortisAlberta puisse acquérir ces permis d'accès, le ministère des Affaires indiennes et du Nord du Canada et les conseils de bande individuels doivent donner leur approbation. FortisAlberta pourrait ne pas être en mesure d'acquérir les permis d'accès appartenant à TransAlta ni de négocier des ententes d'utilisation des terres avec les propriétaires fonciers ou, si la société négocie pareilles ententes, celles-ci pourraient comporter des modalités moins que favorables pour FortisAlberta et, par conséquent, avoir une incidence importante sur les activités de FortisAlberta.

**Relations de travail :** Environ 58 % des employés des filiales de la Société sont membres de syndicats ou d'associations de travailleurs qui ont conclu des conventions collectives avec les filiales. Les dispositions de ces conventions collectives rejaillissent sur la souplesse et l'efficacité des activités des filiales. La Société considère que les relations de ses filiales avec les syndicats et les associations de travailleurs sont satisfaisantes, mais il n'existe aucune certitude qu'elles continueront de l'être au cours de négociations futures ou que les dispositions des conventions collectives actuelles seront renouvelées. L'incapacité de maintenir ou de renouveler les conventions collectives à des conditions acceptables pourrait faire augmenter les coûts de main-d'œuvre ou provoquer des interruptions de service attribuables à des conflits de travail dont l'effet financier n'est pas prévu dans les ordonnances tarifaires approuvées pour les services publics réglementés et qui pourrait avoir une incidence importante sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière des services publics.

La convention collective actuelle conclue entre FortisAlberta et la United Utility Workers' Association of Canada viendra à échéance en décembre 2010.

La convention collective des employés syndiqués de Maritime Electric représentés par la Fraternité internationale des ouvriers en électricité (« FIOE »), section locale 1432, est venue à échéance en décembre 2008. En février 2010, une nouvelle convention collective prenant fin le 31 décembre 2013 a été ratifiée par le syndicat.

**Ressources humaines :** La capacité de Fortis de fournir un service à des coûts économiques dépend de la capacité des filiales de la Société d'attirer du personnel compétent, de le perfectionner et de le garder. Tout comme d'autres entreprises de services publics au Canada et dans les Caraïbes, les entreprises de services publics de la Société sont confrontées à des défis démographiques qui limitent la disponibilité des ouvriers de métier, du personnel technique et des ingénieurs. L'expansion de la Société et la concurrence de plus en plus vive sur le marché du travail engendrent des difficultés de recrutement continues. L'important programme de dépenses en immobilisations consolidé de la Société pour les prochains exercices présentera des défis, car il importera pour les entreprises de services publics de la Société de disposer de la main-d'œuvre qualifiée nécessaire afin de mener à bien ces projets d'immobilisations.

### Modifications de normes comptables

La nature des normes comptables modifiées ou nouvelles de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA ») concernant la comptabilisation des activités à tarifs réglementés, l'écart d'acquisition et les actifs incorporels, et les impôts sur les bénéfices, ainsi que l'incidence sur Fortis de leur adoption avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2009, sont décrites en détail aux notes 2, 4, 9, 10 et 19 afférentes aux états financiers consolidés de 2009. Les principales incidences de l'adoption des nouvelles normes ont été les suivantes : i) l'augmentation, en date du 1<sup>er</sup> janvier 2009, du total des passifs d'impôts futurs et des actifs d'impôts futurs respectivement de 491 millions \$ et 24 millions \$; une hausse des actifs et des passifs réglementaires respectivement de 535 millions \$ et 59 millions \$; et une augmentation nette combinée de 9 millions \$ des impôts sur les bénéfices à payer, des crédits reportés, des autres actifs, des immobilisations de services publics et de l'écart d'acquisition associée au reclassement des impôts futurs qui étaient auparavant portés en déduction des éléments respectifs du bilan et ii) le reclassement, au 31 décembre 2008, d'un montant de 264 millions \$ aux actifs incorporels et des diminutions connexes de 262 millions \$ aux immobilisations de services publics, d'un montant de 1 million \$ aux biens productifs et d'un montant de 1 million \$ aux autres actifs en raison du reclassement de la valeur comptable nette des droits fonciers, de transport et relatifs à l'eau, des coûts des logiciels, des redevances de franchise, des contrats des clients et des autres frais.

En 2009, la Société a également adopté le nouvel abrégé 173 des délibérations du Comité sur les problèmes nouveaux (« CPN-173 »), *Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers*. Le CPN-173 exige que le risque de crédit de la Société et celui de ses contreparties soient pris en compte dans l'établissement de la juste valeur d'un instrument financier. L'adoption du CPN-173 n'a eu aucune incidence importante sur les états financiers consolidés de 2009 de la Société.

Avec prise d'effet le 31 décembre 2009, la Société a adopté les modifications au chapitre 3862 du *Manuel de l'ICCA*, « Instruments financiers – informations à fournir », en fournissant de l'information additionnelle sur l'évaluation à la juste valeur des instruments financiers et des renseignements étoffés sur le risque d'illiquidité dans les états financiers consolidés. Les modifications établissent un cadre hiérarchique en matière de communication de l'information associé au niveau d'observabilité des prix utilisé pour évaluer la juste valeur. Elles sont décrites et présentées aux notes 2 et 25 des états financiers consolidés de 2009.

Au cours du premier trimestre de 2009, Fortis a abandonné la consolidation du placement dans la société Exploits en raison de la perte de contrôle sur les flux de trésorerie et sur les activités de la société Exploits. Pour plus de renseignements sur la société Exploits, se reporter à la rubrique « Estimations comptables critiques – Éventualités » du présent rapport de gestion.

### Modifications comptables futures

#### Basculement vers les IFRS

En octobre 2009, le Conseil des normes comptables du Canada (« CNC ») a publié un troisième et dernier exposé-sondage omnibus confirmant que les entreprises canadiennes ayant une obligation d'information du public seront tenues d'appliquer les IFRS intégralement et sans modification à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011.

La date prévue de basculement vers les IFRS pour la Société, soit le 1<sup>er</sup> janvier 2011, exigera le retraitement, à des fins de comparaison, des montants présentés au bilan d'ouverture selon les IFRS au 1<sup>er</sup> janvier 2010 et des montants présentés par la Société pour son exercice se terminant le 31 décembre 2010.

La Société continue d'évaluer l'incidence de l'adoption des IFRS en 2011 sur la présentation de l'information financière. Bien que l'incidence sur la situation financière et les résultats d'exploitation futurs ne puisse être établie précisément à l'heure actuelle, les propositions mises de l'avant par l'IASB dans son exposé-sondage ED/2009/8 publié en juillet 2009, si elles sont adoptées, devraient diminuer la volatilité des bénéfices des services publics réglementés de la Société que les IFRS auraient pu entraîner en l'absence d'une norme comptable à l'égard des activités à tarifs réglementés.

Fortis prévoit une modification à sa façon d'évaluer et de constater la valeur des biens productifs en vertu des IFRS, ainsi qu'une augmentation marquée des informations à fournir par suite de l'adoption des IFRS. La Société établit et évalue l'incidence de la modification de la méthode d'évaluation, des informations additionnelles à fournir et de la mise en œuvre des changements qui devront être apportés aux systèmes afin de compiler les informations à fournir. Les services d'experts indépendants ont été retenus en guise de soutien dans le processus d'évaluation.

Des différences entre les IFRS et les PCGR du Canada, outre celles mentionnées plus loin à la rubrique « Incidences et décisions liées aux conventions comptables », pourraient encore être relevées en fonction d'analyses plus détaillées effectuées par la Société, de l'issue de la norme définitive sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés et d'autres modifications aux IFRS avant la conversion de la Société aux IFRS en 2011.

**Projet de conversion aux IFRS :** La Société a entamé son projet de conversion aux IFRS en 2007 lorsqu'elle a établi une structure officielle de gouvernance du projet qui comprend le comité de vérification de Fortis, la haute direction et des équipes de projet dans chacune des filiales de Fortis. La gouvernance, la gestion et le soutien du projet sont globalement coordonnés par Fortis. Les services d'un conseiller externe indépendant ont été retenus dans le cadre du projet de conversion aux IFRS. Des rapports sur l'avancement du projet sont remis trimestriellement au comité de vérification de la Société. La Société a également retenu les services de ses vérificateurs externes, Ernst & Young s.r.l./s.e.n.c.r.l., afin de passer en revue les conventions comptables déterminées et convenues en interne par l'équipe de projet de la Société.

Le projet de conversion aux IFRS de la Société comporte trois phases : portée et diagnostic, analyse et développement, et mise en œuvre et examen.

*Phase un :* Portée et diagnostic. La première phase, qui comportait la planification du projet et la dotation en personnel ainsi que l'établissement des différences entre les PCGR du Canada actuels et les IFRS, a été achevée pendant le premier semestre de 2008. Les secteurs identifiés comme comportant des différences comptables qui pourraient avoir le plus d'incidence sur la Société, selon les IFRS à ce moment, ont été déterminés et comprenaient la comptabilisation des activités à tarifs réglementés, les immobilisations corporelles, les immeubles de placement, les provisions et les passifs éventuels, les avantages sociaux, la dépréciation d'actifs, les impôts sur les bénéfices, les regroupements d'entreprises, ainsi que l'adoption initiale des IFRS selon les dispositions de l'IFRS 1, « Première adoption des Normes internationales d'information financière » (« IFRS 1 »).

*Phase deux :* Analyse et développement. La deuxième phase est pratiquement terminée et a englobé des diagnostics détaillés et l'évaluation de l'incidence financière de diverses options et méthodes de remplacement prévues par les IFRS, l'identification et la conception des processus d'affaires opérationnels et financiers, la formation initiale du personnel et l'orientation du comité de vérification, l'analyse selon l'IFRS 1 des exemptions facultatives et exceptions obligatoires de se conformer à l'exigence générale d'application rétrospective complète au moment du basculement vers les IFRS, l'analyse des informations dont la présentation sera obligatoire en 2011 et le développement des solutions nécessaires pour résoudre chaque problème détecté.

*Phase trois :* Mise en œuvre et examen. La troisième phase a commencé et comporte des modifications aux systèmes d'information et aux processus d'affaires, la finalisation des processus formels d'autorisation des modifications recommandées des conventions comptables et le déploiement d'autres programmes de formation destinés à l'ensemble des secteurs financiers de la Société et des autres secteurs touchés, au besoin. Cette phase se terminera par la collecte de l'information financière nécessaire à la compilation des états financiers conformes aux IFRS et des rapprochements, l'intégration des IFRS aux processus d'affaires de la Société et l'approbation par le comité de vérification des états financiers intermédiaires et annuels conformes aux IFRS pour 2011.

**Comptabilisation des activités à tarifs réglementés selon les IFRS :** Les IFRS actuelles ne fournissent pas de directives particulières relativement à la comptabilisation des activités à tarifs réglementés. Cependant, en décembre 2008, l'IASB a démarré un projet sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés et la question de savoir si les entités à tarifs réglementés peuvent comptabiliser les actifs et les passifs résultant de la réglementation des tarifs imposée par un organisme de réglementation.

Le 23 juillet 2009, l'IASB a publié, dans l'exposé-sondage ED/2009/8, une proposition de norme sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés, sur laquelle elle a sollicité les commentaires du public avant le 20 novembre 2009. L'IASB a reçu environ 150 lettres de commentaires, y compris une réponse de Fortis. Selon l'échéancier de projet de l'IASB, une norme définitive sur les activités à tarifs réglementés devrait être publiée au deuxième trimestre de 2010. Les commentaires reçus sur l'exposé-sondage ED/2009/8 et les activités maintenant planifiées par l'IASB qui en ont découlé créent de l'incertitude à savoir si une norme définitive sera publiée et, si c'est le cas, à quel moment. Si le projet aboutit à la publication d'une norme définitive, il se pourrait bien que ce ne soit pas avant la fin de 2011.

Selon l'exposé-sondage ED/2009/8 dans son état actuel, les actifs et les passifs réglementaires liés à des activités assujetties à une réglementation du coût de service seraient comptabilisés en vertu des IFRS, selon leur valeur actualisée prévue. Sous réserve de l'établissement d'une méthode de calcul de la valeur actualisée prévue, la possibilité de constater des actifs et des passifs réglementaires, telle qu'elle est proposée, devrait diminuer la volatilité des bénéfices des services publics réglementés de la Société que les IFRS auraient pu entraîner autrement, en l'absence d'une norme comptable sur les activités à tarifs réglementés, mais exigera une présentation plus étoffée du bilan et des notes. En raison de l'incertitude constante liée à l'issue finale de l'exposé-sondage ED/2009/8 et à une norme définitive sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés selon les IFRS, il est impossible pour la Société d'effectuer une estimation raisonnable et de formuler des conclusions à l'égard de l'incidence sur la situation financière et les résultats d'exploitation futurs de la Société relativement aux différences, le cas échéant, de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés selon les IFRS par opposition aux PCGR du Canada.

Les organismes de réglementation des territoires où la Société exerce des activités de services publics réglementés ont lancé ou poursuivent des processus de consultation destinés à régler les problèmes liés au basculement vers les IFRS. Ces organismes de réglementation s'affairent également à définir les exigences comptables réglementaires et les modifications connexes pouvant être requises après le 1<sup>er</sup> janvier 2011.

Pendant le deuxième trimestre de 2009, l'AUC a publié la règle 026, qui fournit un ensemble de lignes directrices ainsi que des prises de position à l'égard des éléments des IFRS qui seront adoptés aux fins de l'établissement des tarifs. FortisAlberta et d'autres entreprises de services publics en Alberta régies par l'AUC ont travaillé en étroite collaboration avec l'AUC à l'élaboration de la règle 026. FortisAlberta a déposé une demande de tarifs conforme à la règle 026 pour 2010 et 2011. La décision de l'AUC relativement à la demande de FortisAlberta est toujours attendue.

TGI, FortisBC et d'autres entreprises de services publics de Colombie-Britannique ont ébauché un jeu de lignes directrices sur les IFRS à suivre pour établir les demandes réglementaires soumises par les entreprises de services publics à la BCUC, y compris un ajout publié au quatrième trimestre de 2009 traitant de l'exposé-sondage ED/2009/8.

TGI et TGVI ont déposé des demandes tarifaires auprès de la BCUC afin d'établir les tarifs à imposer à la clientèle pour 2010 et 2011. Dans leurs demandes, TGI et TGVI ont proposé des modifications aux conventions comptables qui, sous réserve d'une norme IFRS définitive sur les activités à tarifs réglementés et d'un examen par les vérificateurs externes, seraient conformes aux IFRS dans la mesure du possible. Au quatrième trimestre de 2009, TGI et TGVI ont reçu de la BCUC l'approbation des accords de règlement négociés à l'égard des tarifs imposés à la clientèle pour 2010 et 2011. Les accords de règlement négociés comprennent des dispositions selon lesquelles les incidences des IFRS en 2010 pourront être reportées et incluses dans les tarifs imposés à la clientèle en 2011.

FortisBC a inclus dans sa demande de besoins de revenus pour 2010 une analyse des questions liées aux IFRS qui devraient se présenter au cours de la transition, selon FortisBC, et qui découlent en grande partie de l'incertitude entourant la publication d'une norme IFRS définitive sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés. Dans sa décision relative à la demande de FortisBC, la BCUC prévoit la constatation de plusieurs comptes de report liés aux IFRS. L'élimination de ces comptes de report sera réévaluée en même temps que la demande de besoins de revenus pour 2011 de FortisBC. De plus, FortisBC continuera de travailler en collaboration avec la BCUC à répertorier les problèmes liés à la conversion aux IFRS et à suggérer des solutions à ces problèmes.

D'autres entreprises de services publics réglementés de Fortis, dont Newfoundland Power, Maritime Electric et FortisOntario, continuent de tenir leur organisme de réglementation respectif au courant de leur plan de conversion aux IFRS et de l'évolution de l'exposé-sondage ED/2009/8.

**Incidences et décisions liées aux conventions comptables :** La Société a terminé son évaluation initiale de l'incidence de l'adoption des IFRS d'après les normes telles qu'elles existent en ce moment, et elle a relevé les éléments suivants comme étant les plus susceptibles d'avoir une incidence sur les conventions comptables de la Société, la présentation financière et les exigences à l'égard des systèmes d'information au moment de la conversion aux IFRS. Il est impossible à l'heure actuelle de formuler des conclusions finales à l'égard des entités à tarifs réglementés de la Société avant qu'il n'y ait une plus grande certitude quant à la norme IFRS définitive sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés.

### a) Immobilisations corporelles

Les IFRS et les PCGR du Canada préconisent les mêmes principes de base à l'égard de la comptabilisation des immobilisations; il existe cependant des différences sur le plan de l'application. Par exemple, la capitalisation de coûts directement attribuables conformément à la norme IAS 16, « Immobilisations corporelles » (« IAS 16 »), peut exiger que certains montants auparavant comptabilisés selon les PCGR du Canada soient inclus ou exclus de l'évaluation d'une immobilisation corporelle au moment de la comptabilisation initiale. Plus particulièrement, des modifications peuvent être apportées à la comptabilisation des éléments suivants :

- i) le montant des coûts indirects capitalisés;
- ii) l'incorporation à l'actif du coût des principales inspections qui étaient auparavant passées en charges selon les PCGR du Canada;
- iii) l'incorporation à l'actif de l'amortissement d'un actif alors que ses avantages économiques futurs sont absorbés dans la production d'un autre actif;
- iv) l'incorporation à l'actif des coûts d'emprunt conformément à la norme IAS 23, « Coûts d'emprunt ».

Toutefois, l'exposé-sondage ED/2009/8 propose que les entités à tarifs réglementés admissibles incorporent les montants approuvés par l'organisme de réglementation au coût des immobilisations corporelles qu'elles construisent pour elles-mêmes aux fins de la tarification de même qu'au coût de ces actifs aux fins de l'information financière, et ce, même si par suite de l'application de l'IAS 16, l'entité ne peut de toute façon pas incorporer ces coûts au coût de ses immobilisations corporelles.

L'IAS 16 exige également que le montant initialement comptabilisé à l'égard d'une immobilisation corporelle soit réparti entre les principales parties de l'immobilisation et amorti séparément pour chacune de ces parties. Cette méthode qui consiste à répartir une immobilisation corporelle entre ses composantes peut faire augmenter le nombre des composantes comptabilisées et amorties séparément et peut, par conséquent, avoir une incidence sur le calcul de la dotation aux amortissements.

Au moment de la transition aux IFRS, une entité a le choix de ramener le coût de ses immobilisations corporelles à la juste valeur conformément aux dispositions de la norme IFRS 1, et d'utiliser le modèle du coût ou le modèle de la réévaluation pour évaluer ses immobilisations corporelles après la transition. Au moment de la transition aux IFRS le 1<sup>er</sup> janvier 2010, la Société prévoit ramener à la juste valeur le coût des hôtels appartenant à sa filiale non réglementée Fortis Properties et utiliser le modèle du coût pour évaluer toutes les immobilisations corporelles de Fortis Properties après la transition (à l'exclusion des actifs qui seront reclassés comme immeubles de placement selon les IFRS, comme il est expliqué plus loin à la rubrique « Immeubles de placement »).

L'exposé-sondage ED/2009/8 propose une nouvelle exemption transitoire pour les entités à tarifs réglementés qui leur permettra d'utiliser, en date de la transition, la valeur comptable des immobilisations corporelles selon les PCGR du Canada comme coût présumé selon les IFRS. Les entreprises de services publics à tarifs réglementés de la Société devraient se prévaloir de cette exemption transitoire, si l'IASB adopte l'exposé-sondage tel qu'il est proposé.

Il est toutefois impossible à l'heure actuelle d'évaluer l'incidence définitive de l'application de l'IAS 16 par les entreprises de services publics à tarifs réglementés de la Société, et on ne peut arrêter les choix de méthode comptable à l'égard des immobilisations corporelles au moment de la transition aux IFRS, avant qu'il n'y ait une plus grande certitude quant à la norme IFRS définitive sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés.

### **b) Immeubles de placement**

Dans la norme IAS 40, « Immeubles de placement » (« IAS 40 »), un immeuble de placement est défini comme un terrain ou un bâtiment détenu pour en retirer des loyers ou pour valoriser le capital, ou les deux. Les actifs immobiliers de la Société, qui appartiennent actuellement à sa filiale non réglementée Fortis Properties et qui sont comptabilisés comme immobilisations corporelles selon les PCGR du Canada, seront reclassés comme immeubles de placement selon les IFRS.

Les normes IAS 40 et IFRS 1 offrent à la Société le choix de ramener à la juste valeur le coût des immeubles de placement à la date de transition. L'IAS 40 offre d'autres options pour l'évaluation des immeubles de placement après la comptabilisation initiale, à l'aide du modèle du coût ou de la juste valeur. À l'heure actuelle, Fortis Properties prévoit ramener à la juste valeur le coût de ses immeubles de placement, au moment de la transition aux IFRS le 1<sup>er</sup> janvier 2010, et utiliser le modèle de la juste valeur pour évaluer ses immeubles de placement après la transition. L'utilisation du modèle de la juste valeur selon l'IAS 40 signifie que la Société ne comptabilisera pas la dotation aux amortissements à l'égard de ses immeubles de placement dans son état des résultats selon les IFRS, et que toute variation de la juste valeur de ses immeubles de placement après leur comptabilisation initiale sera comptabilisée dans le bénéfice de la période au moment où la variation se produira.

### **c) Provisions et passifs éventuels**

La norme IAS 37, « Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels » (« IAS 37 »), exige qu'une provision soit comptabilisée lorsque : i) il y a une obligation actuelle résultant d'une transaction ou d'un événement passé; ii) il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et iii) le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable. Le seuil de comptabilisation d'une provision selon les PCGR du Canada est plus élevé que le seuil établi selon les IFRS. Il est donc possible que certains passifs éventuels qui n'ont pas été comptabilisés selon les PCGR du Canada puissent satisfaire au seuil de comptabilisation d'une provision selon les IFRS.

En janvier 2010, l'IASB a publié un exposé-sondage sur l'évaluation des passifs selon l'IAS 37 (« ED/2010/1 »). La publication de cet exposé-sondage s'inscrit dans un projet plus important de l'IASB, qui est en cours depuis 2005 et qui vise à établir une nouvelle norme IFRS pour remplacer l'IAS 37. L'exposé-sondage ED/2010/1 est soumis aux commentaires du public jusqu'au 12 avril 2010. Selon les commentaires reçus sur cet exposé-sondage et les décisions provisoires prises précédemment par l'IASB concernant d'autres aspects de l'IAS 37, la publication d'une norme IFRS définitive pour remplacer l'IAS 37 est prévue au troisième trimestre de 2010.

### **d) Avantages du personnel**

La norme IAS 19, « Avantages du personnel » (« IAS 19 »), exige que les coûts des services passés liés aux régimes de retraite à prestations déterminées soient passés en charges sur une base accélérée et que les coûts des services passés soient passés en charges immédiatement, lorsque les droits à prestations sont acquis, et sur une base linéaire jusqu'à l'acquisition des droits, lorsque les droits à prestations ne sont pas acquis. De plus, les écarts actuariels peuvent être comptabilisés directement en capitaux propres plutôt qu'en résultats, et la norme IFRS 1 offre également le choix de comptabiliser immédiatement dans les bénéfices non répartis tous les gains et pertes actuariels cumulatifs qui existent à la date de transition aux IFRS.

Selon les PCGR du Canada, les coûts des services passés sont habituellement amortis sur une base linéaire sur la durée résiduelle moyenne attendue de service des salariés actifs couverts par le régime de retraite à prestations déterminées.

La Société et ses filiales maintiennent de nombreux régimes de retraite à prestations déterminées, régimes de retraite supplémentaires et régimes d'avantages complémentaires qui feront l'objet de traitements comptables différents selon les IFRS par rapport aux PCGR du Canada. Cependant, il est impossible, à l'heure actuelle, d'évaluer à sa pleine mesure l'incidence de l'application de l'IAS 19 par la Société et ses filiales, avant d'obtenir une plus grande certitude quant à la norme définitive sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés.

### e) *Dépréciation d'actifs*

La norme IAS 36, « Dépréciation d'actifs » (« IAS 36 »), préconise une approche qui comporte une seule étape pour tester la dépréciation et l'évaluer. La valeur comptable des actifs est comparée directement à la valeur la plus élevée entre la valeur d'utilité et la juste valeur diminuée des coûts de la vente. La valeur d'utilité est la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus d'un actif dans son état actuel. En l'absence d'un marché actif, il est également possible d'établir la juste valeur diminuée des coûts de la vente en utilisant les flux de trésorerie actualisés. Selon les IFRS, les flux de trésorerie actualisés sont utilisés pour tester et évaluer la dépréciation d'un actif, alors qu'aux termes des PCGR du Canada, les flux de trésorerie futurs non actualisés sont utilisés pour déterminer s'il y a dépréciation par rapport à la valeur comptable de l'actif. Cela pourrait donner lieu à des réductions de valeur plus fréquentes selon les IFRS, car la valeur comptable des actifs qui était justifiée antérieurement sur la base des flux de trésorerie non actualisés selon les PCGR du Canada, pourrait ne plus l'être sur la base des flux de trésorerie actualisés selon les IFRS. Toutefois, aux termes de l'IAS 36, une perte de valeur antérieure peut être reprise lorsque surviennent des changements faisant en sorte que la perte de valeur a été réduite. Ce traitement diverge aussi du traitement préconisé par les PCGR du Canada, qui interdisent la reprise des pertes de valeur comptabilisées antérieurement.

Étant donné que la majeure partie des actifs de la Société appartiennent à des filiales assurant des services publics à tarifs réglementés, la possibilité que des pertes de valeur se produisent et leur ampleur dépendent principalement de la capacité continue des filiales d'effectuer le recouvrement de coûts au moyen du processus réglementaire.

Comme il a été mentionné auparavant, la Société a l'intention de ramener à la juste valeur le coût des immeubles de placement appartenant à sa filiale non réglementée Fortis Properties au moment de la transition vers la juste valeur selon les IFRS, au 1<sup>er</sup> janvier 2010, et d'utiliser le modèle de la juste valeur pour évaluer ses immeubles de placement après la transition. Les variations de la juste valeur des immeubles de placement de la Société seront reflétées dans l'état des résultats de chaque période selon les IFRS.

Les autres actifs non réglementés de la Société seront soumis à l'approche en une étape selon les IFRS pour tester et évaluer la dépréciation, ce qui peut entraîner une comptabilisation ou une reprise qui n'aurait pas été nécessaire ou permise selon les PCGR du Canada.

La Société continue d'évaluer l'incidence de l'adoption de l'IAS 36. À l'heure actuelle, cependant, Fortis ne prévoit pas de dépréciation importante d'actifs au moment de la conversion aux IFRS.

### f) *Impôts sur les bénéfiques*

La norme IAS 12, « Impôts sur le résultat » (« IAS 12 »), impose à une entité de comptabiliser les conséquences fiscales des transactions et autres événements de la même façon qu'elle comptabilise les transactions et autres événements eux-mêmes. Ainsi, pour des transactions et autres événements comptabilisés en résultat, les actifs ou les passifs d'impôts reportés découlant de ces transactions doivent également être comptabilisés en résultat. Pour des transactions comptabilisées hors résultat, soit dans les autres éléments du résultat étendu ou directement dans les capitaux propres, toutes les incidences fiscales y afférentes sont également comptabilisées hors résultat.

L'incidence la plus importante de l'IAS 12 sur la Société découlera directement des décisions liées aux conventions comptables prises selon l'IAS 16 et l'IAS 40. De plus, les entreprises de services publics à tarifs réglementés de la Société comptabilisent actuellement les impôts sur les bénéfiques conformément aux décisions réglementaires. Par conséquent, il est impossible à l'heure actuelle de déterminer en totalité l'incidence sur la Société de la comptabilisation des conséquences fiscales des transactions et autres événements selon les IFRS par opposition aux PCGR du Canada avant qu'il n'y ait une plus grande certitude quant à la norme IFRS définitive sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés.

### g) *Regroupements d'entreprises*

Selon la norme IFRS 3, « Regroupements d'entreprises » (« IFRS 3 »), tout regroupement d'entreprises doit être comptabilisé par l'application de la méthode de l'acquisition. L'une des parties au regroupement d'entreprises doit être identifiée comme l'acquéreur, à savoir l'entité qui obtient le contrôle de l'autre entreprise. Le contrôle est le pouvoir de diriger les méthodes financières et opérationnelles d'une entité afin de tirer des avantages de ses activités. À titre d'acquéreur, Fortis doit déterminer la date à laquelle elle obtient le contrôle de l'entreprise acquise. Cette date correspond habituellement à la date de clôture de l'acquisition, généralement la date à laquelle l'acquéreur procède officiellement au transfert de la contrepartie, ou à l'acquisition des actifs et à la reprise des passifs de l'entreprise acquise. À compter de la date d'obtention du contrôle, Fortis doit comptabiliser, séparément de l'écart d'acquisition, les actifs identifiables acquis, les passifs repris et toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise conformément à la norme IFRS 3.

Comme le préconise l'IFRS 3, les frais connexes à l'acquisition engagés pour effectuer un regroupement d'entreprises doivent être comptabilisés en charges pour les périodes au cours desquelles les frais sont engagés. Aux termes des IFRS, contrairement aux PCGR du Canada, ces frais ne peuvent former une composante de l'écart d'acquisition.

Selon la norme IFRS 1, une entité a le choix d'appliquer rétroactivement la norme IFRS 3 à tous les regroupements d'entreprises ou peut décider d'appliquer la norme prospectivement uniquement aux regroupements d'entreprises effectués après la date de transition. À l'heure actuelle, la Société a l'intention de se prévaloir de l'exemption facultative aux termes de la norme IFRS 1, qui élimine l'obligation de retraiter rétrospectivement les regroupements d'entreprises avant la date de transition aux IFRS, sous réserve de certains ajustements qui peuvent être requis au bilan par FortisAlberta à l'égard de l'écart d'acquisition qu'elle a comptabilisé compte tenu de la réévaluation à la baisse effectuée par l'ancien propriétaire en vertu des PCGR du Canada. Ces ajustements portés au bilan de FortisAlberta ne devraient pas avoir une incidence sur la situation financière consolidée de la Société au moment de la transition aux IFRS.

Le CNC a récemment publié les nouveaux chapitres suivants du *Manuel de l'ICCA* : le chapitre 1582, « Regroupements d'entreprises », et le chapitre 1602, « Participations ne donnant pas le contrôle ». Ces chapitres entreront en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011, mais l'adoption anticipée est permise. La Société prévoit d'appliquer ces nouveaux chapitres par anticipation à tout regroupement d'entreprises ayant lieu à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2010. Ces nouveaux chapitres sont essentiellement conformes à la comptabilisation des regroupements d'entreprises et des participations ne donnant pas le contrôle selon la norme IFRS 3. D'autres précisions sont fournies au sujet de ces deux nouvelles normes canadiennes à la rubrique « Modifications comptables futures – Regroupements d'entreprises ».

### **h) IFRS 1, Première adoption des IFRS**

La norme IFRS 1 fournit un cadre pour la première adoption des IFRS et précise qu'une entité doit généralement appliquer les principes conformes aux IFRS de manière rétrospective. L'IFRS 1 précise également que les ajustements auxquels donne lieu l'application rétrospective des IFRS par rapport à d'autres PCGR doivent être directement comptabilisés dans les bénéfices non répartis. Certaines exemptions facultatives et exceptions obligatoires à l'application rétrospective sont prévues dans la norme IFRS 1.

La Société a terminé une analyse de la norme IFRS 1. Bien que certaines décisions préliminaires aient été prises à l'égard des dispenses facultatives offertes à la transition, il est impossible d'en arriver à des décisions finales à l'heure actuelle, avant qu'il n'y ait une plus grande certitude quant à la norme IFRS définitive sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés.

### **i) Contrôles internes à l'égard de l'information financière et informations à fournir**

Conformément à l'approche de la Société quant aux attestations des contrôles internes qui sont requises en vertu du Règlement 52-109 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières, tous les contrôles à l'échelle de l'entité et les contrôles liés à la technologie de l'information, aux informations à fournir et aux processus d'affaires devront être mis à jour et testés afin de refléter les modifications découlant de la conversion aux IFRS de la Société. Toutes les modifications importantes relevées seront analysées et testées pour assurer qu'aucune déficience de contrôle importante ne résulterait de la conversion de la Société aux IFRS.

### **j) Systèmes d'information**

Il est prévu que l'adoption des IFRS aura une certaine incidence sur les exigences à l'égard des systèmes d'information. La Société et ses filiales ont évalué la nécessité de procéder à des mises à niveau ou à des modifications des systèmes pour assurer une conversion efficiente aux IFRS. Dans le cadre de la phase deux du projet de conversion aux IFRS de la Société, des plans relatifs aux systèmes d'information ont été préparés en vue de leur mise en œuvre au cours de la phase trois. L'ampleur de l'incidence sur les systèmes d'information dépend dans une large mesure de la forme définitive de la norme IFRS sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés.

Outre le projet sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés, de nombreux autres projets au programme de l'IASB pourraient donner lieu à des modifications aux normes IFRS existantes avant la conversion de la Société aux IFRS en 2011. La Société continue de suivre de près ces projets et l'incidence que toute modification résultante aux IFRS pourrait avoir sur ses conventions comptables, sa situation financière ou ses résultats d'exploitation, selon les IFRS, pour l'exercice 2011 et les exercices suivants.

## **Regroupements d'entreprises**

En janvier 2009, le CNC a publié les nouveaux chapitres suivants du *Manuel de l'ICCA* : le chapitre 1582, « Regroupements d'entreprises », le chapitre 1601, « États financiers consolidés », et le chapitre 1602, « Participations ne donnant pas le contrôle ». Ces nouvelles normes s'appliqueront aux exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011, mais l'adoption anticipée est permise. La Société a choisi d'adopter par anticipation les normes ci-dessus au 1<sup>er</sup> janvier 2010. Par suite de l'adoption du chapitre 1582, les modifications apportées à la détermination de la juste valeur des actifs et des passifs de l'entreprise acquise entraîneront un calcul différent pour l'écart d'acquisition pris en charge dans le cadre d'acquisitions futures. Ces modifications comprennent la passation en charges des coûts liés à l'acquisition, plutôt que la comptabilisation de ces coûts dans les dépenses en immobilisations, et la déduction des coûts de restructuration liés à l'acquisition d'une entreprise par l'acquéreur. L'adoption du chapitre 1582 aura une incidence sur la comptabilisation des regroupements d'entreprises réalisés par la Société à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2010 et, par conséquent, pourrait avoir une incidence importante sur les résultats et la situation financière consolidés de la Société.

Le chapitre 1601 définit les normes relatives à la préparation des états financiers consolidés. Le chapitre 1602 définit les normes en matière de comptabilisation, dans les états financiers consolidés établis après un regroupement d'entreprises, de la participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale. Par suite de l'adoption des chapitres 1601 et 1602, la participation ne donnant pas le contrôle sera présentée comme une composante capitaux propres, plutôt que comme une composante passif, dans le bilan consolidé. En outre, le bénéfice net et les autres éléments du résultat étendu attribuables aux propriétaires de la société mère et aux participations ne donnant pas le contrôle doivent être présentés séparément dans l'état des résultats. L'adoption des chapitres 1601 et 1602 ne devrait pas avoir une incidence importante sur les résultats, les flux de trésorerie et la situation financière consolidés de la Société.

## Instruments financiers

La valeur comptable des instruments financiers inclus dans l'actif à court terme, le passif à court terme, les autres actifs et les crédits reportés aux bilans consolidés de Fortis se rapproche de leur juste valeur, ce qui reflète l'échéance à court terme, les conditions normales de crédit et la nature de ces instruments. La juste valeur de la dette à long terme est calculée en utilisant les cours du marché lorsqu'ils sont disponibles. Lorsqu'il n'y a pas de cours du marché disponibles, la juste valeur est établie en actualisant les flux de trésorerie futurs du titre d'emprunt particulier à un taux de rendement estimatif jusqu'à l'échéance équivalent au rendement d'obligations gouvernementales ou de bons du Trésor de référence comportant une échéance similaire, majoré d'une prime au risque de crédit égale à celle d'émetteurs dont la qualité du crédit est semblable. Puisque la Société n'a pas l'intention de régler la dette à long terme avant son échéance, l'estimation de la juste valeur ne représente pas un passif réel et, par conséquent, n'inclut pas les coûts d'échange ou de règlement. La juste valeur des actions privilégiées de la Société est établie selon les cours du marché.

Une diminution du risque de crédit et des différentiels de taux attribuable à la reprise et à la volatilité moindre des marchés des capitaux et des marchés financiers dans la dernière partie de 2009 a engendré une hausse de la juste valeur par rapport à la valeur comptable de la dette à long terme consolidée et des actions privilégiées de la Société au 31 décembre 2009 comparativement au 31 décembre 2008.

La valeur comptable et la juste valeur de la dette à long terme consolidée et des actions privilégiées de la Société aux 31 décembre étaient les suivantes.

### Instruments financiers

Aux 31 décembre	2009		2008	
	Valeur comptable	Juste valeur estimative	Valeur comptable	Juste valeur estimative
<i>(en millions \$)</i>				
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an <sup>1)</sup>	5 502	5 906	5 122	5 040
Actions privilégiées classées comme dette <sup>2)</sup>	320	348	320	329

<sup>1)</sup> La valeur comptable au 31 décembre 2009 exclut les frais financiers reportés non amortis de 39 millions \$ (34 millions \$ au 31 décembre 2008) et les obligations liées aux contrats de location-acquisition de 37 millions \$ (36 millions \$ au 31 décembre 2008).

<sup>2)</sup> Les actions privilégiées classées comme capitaux propres ne répondent pas à la définition d'un instrument financier. Cependant, la juste valeur estimative des actions privilégiées de la Société d'un capital de 347 millions \$ classées comme capitaux propres s'élevait à 356 millions \$ au 31 décembre 2009 (valeur comptable de 347 millions \$ et juste valeur de 268 millions \$ au 31 décembre 2008).

De temps à autre, la Société et ses filiales ont recours aux instruments financiers dérivés pour couvrir les risques de fluctuation des taux d'intérêt, des taux de change et des prix du gaz naturel. La Société ne détient ni n'émet d'instruments financiers dérivés à des fins de transaction.

Le tableau suivant présente un sommaire de la valeur des instruments financiers dérivés de la Société aux 31 décembre.

### Instruments financiers dérivés

Aux 31 décembre	2009				2008	
	Durée jusqu'à l'échéance (années)	Nombre de contrats	Valeur comptable (en millions \$)	Juste valeur estimative (en millions \$)	Valeur comptable (en millions \$)	Juste valeur estimative (en millions \$)
<b>Actif (passif)</b>						
Swaps de taux d'intérêt	1	1	–	–	–	–
Contrat de change à terme	< 2	1	–	–	7	7
Dérivés sur gaz naturel :						
Swaps et options	Jusqu'à 5	223	(119)	(119)	(84)	(84)
Obligations liées aux contrats d'achat de gaz	Jusqu'à 2	69	(3)	(3)	(8)	(8)

Le swap de taux d'intérêt est détenu par Fortis Properties, est désigné comme couverture du risque de flux de trésorerie lié à la dette à long terme à taux variable et vient à échéance en octobre 2010. La tranche efficace des variations de la juste valeur du swap de taux d'intérêt de Fortis Properties est comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu. En 2009, un autre swap de taux d'intérêt détenu par Fortis Properties est venu à échéance.

Le contrat de change à terme est détenu par TGVI et couvre les flux de trésorerie à l'égard d'un montant d'environ 15 millions \$ US devant être payé en vertu d'un contrat visant la construction d'une installation de stockage de GNL.

Les dérivés sur gaz naturel sont détenus par les sociétés Terasen Gas et servent à bloquer le prix d'achat réel du gaz naturel, les contrats d'approvisionnement en gaz naturel étant assortis en majorité de prix variables au lieu de prix fixes. La stratégie de gestion du risque lié aux prix adoptée par les sociétés Terasen Gas vise à augmenter la probabilité que les prix du gaz naturel demeurent concurrentiels par rapport aux tarifs d'électricité, à atténuer l'incidence de la volatilité des prix du gaz sur les tarifs imposés à la clientèle et à réduire le risque d'écart de prix à l'échelle régionale.

Les variations de la juste valeur du contrat de change à terme et des dérivés sur gaz naturel sont reportées à titre d'actif ou de passif réglementaire, sous réserve d'une approbation réglementaire, aux fins de recouvrement auprès des clients ou de paiement aux clients à même les tarifs futurs. La juste valeur des contrats de change à terme était comptabilisée dans les débiteurs aux 31 décembre 2009 et 2008. La juste valeur des dérivés sur gaz naturel a été comptabilisée dans les créditeurs aux 31 décembre 2009 et 2008.

Le swap de taux d'intérêt est évalué à la valeur actualisée de ses flux de trésorerie futurs selon les courbes de taux d'intérêt futurs publiées. Le contrat de change à terme est évalué à la valeur actualisée de ses flux de trésorerie selon les courbes du taux de change du marché et du taux de change à terme. Les dérivés sur gaz naturel sont évalués à la valeur actualisée de leurs flux de trésorerie selon les courbes des cours du marché et des contrats à terme relatives aux prix du gaz naturel. Les évaluations du contrat de change à terme et des dérivés sur gaz naturel sont des estimations des montants que les sociétés Terasen Gas recevraient ou paieraient si elles étaient dans l'obligation d'acquitter toutes les obligations contractuelles en cours à la date du bilan.

La juste valeur des instruments financiers de la Société, y compris les instruments financiers dérivés, correspond à une estimation à un moment précis en fonction de renseignements actuels et pertinents concernant le marché pour ces instruments à la date des bilans. Les estimations ne sont pas précises, du fait qu'elles mettent en jeu des incertitudes et des questions de jugement et, par conséquent, elles pourraient ne pas être pertinentes aux fins de la prévision du bénéfice ou des flux de trésorerie futurs de la Société.

### Estimations comptables critiques

La préparation des états financiers consolidés de la Société selon les PCGR du Canada exige que la direction fasse des estimations et pose des jugements qui influent sur les montants constatés des actifs et des passifs et la présentation des actifs et des passifs éventuels à la date des états financiers, et sur les montants constatés des produits et des charges des périodes présentées. Les estimations et jugements reposent sur l'expérience historique, les conditions actuelles et plusieurs autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances.

En raison de l'évolution des faits et des circonstances et de l'incertitude inhérente à l'élaboration d'estimations, les résultats réels pourraient être très différents des estimations actuelles. Les estimations et jugements sont révisés régulièrement et, lorsque des ajustements deviennent nécessaires, ils sont comptabilisés en résultat au cours de la période où ils sont confirmés. Les estimations comptables critiques de la Société sont décrites ci-après.

**Réglementation :** En général, les conventions comptables des entreprises de services publics réglementés de la Société sont assujetties à examen et approbation par les organismes de réglementation respectifs. Ces conventions comptables peuvent différer de celles utilisées par des entités non assujetties à une réglementation tarifaire. Le moment choisi pour la comptabilisation de certains actifs, passifs, produits et charges peut, en raison des exigences de la réglementation, différer de celui auquel on s'attendrait de la part d'entités non assujetties à une réglementation des tarifs utilisant les PCGR du Canada. Les actifs et les passifs réglementaires découlent du processus d'établissement des tarifs des services publics réglementés et ont été comptabilisés en fonction d'ordonnances ou de décisions réglementaires antérieures, existantes ou prévues. Certaines estimations sont nécessaires, car les cadres réglementaires dans lesquels les entreprises de services publics réglementés de la Société exercent leurs activités exigent souvent que des montants soient comptabilisés à leur valeur estimative jusqu'à ce qu'ils soient établis définitivement, conformément à des décisions réglementaires ou à d'autres processus de réglementation. Les montants définitifs approuvés aux fins de report par les organismes de réglementation à titre d'actifs réglementaires et de passifs réglementaires et les périodes approuvées de récupération ou de règlement peuvent différer des attentes initiales. Tout ajustement qui en découle par rapport aux estimations initiales est présenté dans les résultats de la période au cours de laquelle il est confirmé. Au 31 décembre 2009, Fortis a comptabilisé des actifs réglementaires à court et à long terme de 981 millions \$ (360 millions \$ au 31 décembre 2008) et des passifs réglementaires à court et à long terme de 489 millions \$ (434 millions \$ au 31 décembre 2008). La hausse sur un an des actifs et des passifs réglementaires résulte de la constatation d'actifs et de passifs réglementaires, en date du 1<sup>er</sup> janvier 2009, liée à la comptabilisation d'impôts futurs lors de l'adoption de normes comptables modifiées à l'égard des impôts sur les bénéficiaires. La nature des actifs et des passifs réglementaires de la Société est décrite à la note 4 afférente aux états financiers consolidés de 2009.

**Amortissement des immobilisations :** Par sa nature même, l'amortissement est une estimation qui est fondée principalement sur la durée de vie utile des actifs. L'estimation de la durée de vie utile se fonde sur des faits courants et de l'information historique et tient compte de la durée de vie prévue des actifs. Au 31 décembre 2009, les immobilisations, les biens productifs et les actifs incorporels consolidés des entreprises de services publics de la Société s'établissaient à environ 8,5 milliards \$, ou environ 70 % du total des actifs consolidés, alors qu'au 31 décembre 2008, ils représentaient quelque 8,0 milliards \$, ou environ 71 % du total des actifs consolidés. La hausse des immobilisations est principalement liée aux dépenses en immobilisations, qui ont totalisé plus de 1 milliard \$ en 2009. La dotation aux amortissements pour 2009 s'établit à 364 millions \$, contre 348 millions \$ pour 2008. Les variations des taux d'amortissement peuvent avoir une incidence importante sur la dotation aux amortissements consolidée de la Société.

Dans le cadre du processus d'établissement des tarifs des entreprises de services publics réglementés de la Société, des taux d'amortissement appropriés sont approuvés par les organismes de réglementation respectifs. Comme le prescrivent les organismes de réglementation, les taux d'amortissement de FortisAlberta, Newfoundland Power et Maritime Electric tiennent compte d'un montant autorisé aux fins réglementaires à titre de provision pour les coûts futurs d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, sur la durée de vie des actifs. Les coûts réels d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, sont portés en réduction de la provision lorsqu'ils sont engagés. Le total des coûts estimatifs est inclus dans la dotation aux amortissements, et le solde de la provision est comptabilisé à titre de passif réglementaire à long terme. Les coûts futurs d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, sont estimés d'après les données historiques et les tendances prévues des coûts futurs. Au 31 décembre 2009, le solde de ce passif réglementaire s'établissait à 326 millions \$ (325 millions \$ au 31 décembre 2008). Le montant des coûts futurs d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux provisionné et inclus dans la dotation aux amortissements en 2009 est de 29 millions \$ (27 millions \$ en 2008).

Les périodes et les taux d'amortissement utilisés sont constamment révisés pour s'assurer qu'ils restent appropriés. De temps à autre, des tierces parties effectuent des études sur l'amortissement des biens des entreprises de services publics réglementés. Selon les résultats de ces études, l'incidence de tout écart positif ou négatif d'amortissement entre les données réelles et les données prévues incluses dans les taux d'amortissement antérieurs est habituellement reflétée dans les taux d'amortissement futurs et la dotation aux amortissements future, et les sommes correspondantes sont soit remboursées aux clients, soit récupérées à même les tarifs imposés à la clientèle selon l'approbation de l'organisme de réglementation. Au cours du quatrième trimestre de 2009, Fortis Turks and Caicos a effectué une étude sur l'amortissement. Il en a résulté une modification des estimations relatives aux amortissements prenant la forme d'un ajustement favorable d'environ 1,5 million \$ de la dotation aux amortissements au quatrième trimestre.

**Impôts sur les bénéfiques :** Les impôts sur les bénéfiques sont déterminés selon les impôts sur les bénéfiques exigibles de la Société et les estimations des impôts futurs découlant des écarts temporaires entre la valeur comptable des actifs et des passifs dans les états financiers consolidés et leur valeur fiscale. L'utilisation d'estimations pour la comptabilisation des impôts futurs s'est accrue par suite de l'adoption par la Société du chapitre 3465 modifié du *Manuel de l'ICCA*, « Impôts sur les bénéfiques », avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2009. Un actif ou un passif d'impôts futurs est calculé pour chaque écart temporaire d'après les taux d'impôts futurs prévus et les hypothèses de la direction concernant le moment prévu de la résorption de ces écarts temporaires. Les actifs d'impôts futurs sont évalués selon la probabilité qu'ils seront recouverts dans les bénéfiques imposables futurs. Si la recouvrabilité est improbable, une provision pour moins-value est constituée et portée en réduction des bénéfiques au cours de la période où la provision est constituée ou modifiée. Les estimations relatives à la charge d'impôts et aux actifs et passifs d'impôts futurs ainsi que toute provision pour moins-value peuvent différer des montants réels.

**Évaluation de la moins-value de l'écart d'acquisition :** L'écart d'acquisition représente, à une date d'acquisition, l'excédent du prix d'achat sur la juste valeur des montants nets attribués aux actifs individuels acquis et aux passifs repris dans le cadre d'une acquisition de société. L'écart d'acquisition est comptabilisé au coût initial moins tout amortissement antérieur et moins-value pour dépréciation. La Société est tenue d'effectuer un test de dépréciation annuel, ou chaque fois que des événements ou des changements de circonstances indiquent que la juste valeur d'une unité d'exploitation est inférieure à sa valeur comptable. En 2009, Fortis a changé la date du test de dépréciation de l'écart d'acquisition annuel, la faisant passer du 31 juillet au 1<sup>er</sup> octobre afin de la rapprocher de la période de préparation des budgets financiers annuels de la Société et de ses filiales. Par conséquent, cette modification comptable est mieux adaptée à la situation de la Société. Le changement de la date du test n'a pas eu pour effet de retarder, d'accélérer ou d'éviter une perte de valeur. La Société a procédé au test de dépréciation de l'écart d'acquisition annuel au 31 juillet 2009, et de nouveau au 1<sup>er</sup> octobre 2009. La modification de la date du test n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés de 2009.

Pour évaluer la moins-value, la juste valeur de chacune des unités d'exploitation de la Société est établie et comparée à la valeur comptable respective. Si la juste valeur de l'unité d'exploitation est inférieure à sa valeur comptable, on procède à un deuxième test pour établir le montant de la moins-value. Le montant de la moins-value est établi en déduisant la juste valeur des actifs et des passifs de l'unité d'exploitation de la juste valeur de l'unité d'exploitation, pour déterminer la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition, puis en comparant ce montant à la valeur comptable de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation. Tout excédent de la valeur comptable de l'écart d'acquisition sur sa juste valeur implicite correspond au montant de la moins-value. La juste valeur de marché est établie selon des modèles financiers fondés sur la valeur actualisée nette et les hypothèses de la direction à l'égard de la rentabilité future des unités d'exploitation. Aucune provision pour moins-value n'a été requise pour l'écart d'acquisition d'environ 1,6 milliard \$ inscrit au bilan de la Société au 31 décembre 2009.

**Avantages sociaux futurs :** La charge au titre des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'avantages complémentaires de retraite (« ACR ») de la Société et de ses filiales est assujettie aux estimations utilisées pour le calcul actuariel du coût net au titre des prestations constituées et des obligations connexes. Les principales hypothèses utilisées par la direction dans l'établissement du coût net au titre des prestations constituées et des obligations ont été le taux d'actualisation de l'obligation au titre des prestations constituées et le taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes.

Les taux de rendement à long terme présumés des actifs des régimes de retraite à prestations déterminées, aux fins de l'estimation du coût net des régimes de retraite pour 2010, sont de 7 % pour les régimes de retraite à prestations déterminées les plus importants. Ce taux se compare aux taux de rendement à long terme présumés utilisés en 2009, qui s'échelonnaient de 7,00 % à 7,25 %. En 2009, les actifs des régimes de retraite à prestations déterminées ont eu des rendements positifs totalisant environ 71 millions \$, alors que des rendements positifs de 46 millions \$ avaient été prévus. Les prévisions de taux de rendement à long terme présumés des actifs des régimes de retraite se situent dans la fourchette des rendements prévus selon les modèles internes fournis par les actuaires.

Les taux d'actualisation présumés qui ont servi à évaluer les obligations au titre des prestations constituées aux dates d'évaluation applicables en 2009 et à établir le coût net des régimes de retraite de 2010 s'échelonnent de 5,75 % à 6,50 % pour les régimes de retraite à prestations déterminées les plus importants. Ces taux se comparent aux taux d'actualisation présumés ayant servi à évaluer les obligations au titre des prestations constituées de 2008 et à établir le coût net des régimes de retraite de 2009, qui s'échelonnaient de 6,00 % à 7,50 %. Les taux d'actualisation ont diminué, surtout en raison des différentiels de risque de crédit plus faibles sur les obligations de sociétés de qualité. Les taux d'actualisation reflètent les taux d'intérêt du marché pour des obligations de qualité dont les flux de trésorerie correspondent à l'échelonnement et au montant des versements prévus au titre des prestations de retraite. La méthode d'établissement des taux d'actualisation est conforme à celle utilisée pour établir les taux d'actualisation à l'exercice précédent.

Les taux d'actualisation et la juste valeur des actifs des régimes de retraite à prestations déterminées de FortisAlberta, FortisBC, FortisOntario et Algoma Power sont en date du 30 septembre 2009 et ne reflètent donc pas l'incidence des changements ayant pu survenir dans la conjoncture des marchés financiers à la fin de 2009.

Le coût net des régimes de retraite à prestations déterminées consolidé n'a pas augmenté de manière significative en 2009 en regard de 2008. En 2009, l'amortissement des pertes de 2008 liées aux actifs des régimes de retraite a été en grande partie contrebalancé par l'incidence des taux d'actualisation plus élevés présumés aux fins du calcul du coût net des régimes de retraite pour 2009 comparativement à 2008. De plus, les résultats des évaluations actuarielles effectuées au premier trimestre de 2009 n'ont pas eu beaucoup d'incidence sur le coût net des régimes de retraite à prestations déterminées consolidé de 2009, comme il est décrit à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Capitalisation des régimes de retraite » du présent rapport de gestion.

Le coût net des régimes de retraite à prestations déterminées consolidé devrait augmenter en 2010 par rapport à 2009, en raison surtout de la baisse des taux d'actualisation présumés dans les évaluations des obligations des régimes de retraite, pour la raison susmentionnée, et du fait de l'amortissement des pertes actuarielles nettes subies au cours des exercices précédents.

Le tableau qui suit présente les incidences d'une variation de 100 points de base du taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes de retraite et du taux d'actualisation sur le coût net au titre des prestations constituées de 2009 des régimes de retraite à prestations déterminées, sur l'actif et le passif connexes au titre des prestations constituées comptabilisés dans les états financiers consolidés de la Société, de même que sur l'obligation au titre des prestations constituées des régimes de retraite à prestations déterminées. L'analyse de sensibilité s'applique aux activités des entreprises de services publics réglementés de gaz et d'électricité de la Société.

## Analyse de sensibilité à une variation du taux de rendement des actifs des régimes et du taux d'actualisation

Exercice terminé le 31 décembre 2009

Augmentation/ (diminution)	Coût net au titre des prestations constituées		Actif au titre des prestations constituées		Passif au titre des prestations constituées		Obligation au titre des prestations constituées	
	Services publics réglementés de gaz	Services publics réglementés d'électricité	Services publics réglementés de gaz	Services publics réglementés d'électricité	Services publics réglementés de gaz	Services publics réglementés d'électricité	Services publics réglementés de gaz	Services publics réglementés d'électricité
<i>(en millions \$)</i>								
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de rendement	(3)	(4)	3	4	–	–	–	–
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de rendement	3	4	(3)	(4)	–	–	–	–
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	(1)	(2)	–	2	(1)	–	(27)	(46)
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	1	5	–	(4)	1	–	33	53

Les autres hypothèses utilisées pour l'évaluation du coût net des régimes de retraite ou de l'obligation au titre des prestations constituées des régimes de retraite à prestations déterminées sont le taux moyen d'accroissement des salaires, la durée résiduelle moyenne d'activité des employés actifs et le taux de mortalité des employés et des retraités.

Pour les régimes d'ACR de la Société et de ses filiales, on utilise les mêmes estimations que celles utilisées pour le calcul actuariel du coût et des obligations connexes. Les hypothèses décrites plus haut, à l'exception des hypothèses relatives au taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes de retraite et du taux moyen d'accroissement des salaires, de même que des tendances en matière de coûts des soins de santé, ont aussi été utilisées par la direction pour établir le coût et les obligations au titre des régimes d'ACR.

Tel que l'a approuvé leur organisme de réglementation respectif, FortisAlberta et Newfoundland Power comptabilisent le coût des régimes de retraite à prestations déterminées ou des régimes d'ACR selon la comptabilité de trésorerie, en vertu de laquelle les écarts entre les paiements au comptant faits au cours de l'exercice et le coût engagé au cours de l'exercice sont reportés à titre d'actif réglementaire ou de passif réglementaire. Par conséquent, toute modification des hypothèses entraîne une variation des actifs réglementaires et des passifs réglementaires de ces sociétés et n'a pas d'incidence sur le bénéficiaire. Comme il est mentionné à la rubrique intitulée « Gestion du risque d'affaires – Rendement des régimes de retraite à prestations déterminées et besoins de capitalisation » du présent rapport de gestion, les sociétés Terasen Gas, FortisBC et Newfoundland Power ont, à compter de 2010, des mécanismes approuvés par les organismes de réglementation de report des écarts entre le coût net des régimes de retraite réel et le coût net des régimes de retraite prévu, permettant d'établir les tarifs imposés à la clientèle, à titre d'actif réglementaire ou de passif réglementaire.

Au 31 décembre 2009, la Société avait un actif au titre des prestations constituées consolidé de 146 millions \$ (133 millions \$ au 31 décembre 2008) et un passif au titre des prestations constituées consolidé de 186 millions \$ (168 millions \$ au 31 décembre 2008). En 2009, la Société a comptabilisé un coût net au titre des prestations constituées consolidé de 26 millions \$ (27 millions \$ en 2008) pour l'ensemble des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR.

**Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations :** L'évaluation de la juste valeur des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations exige que des estimations raisonnables soient faites à l'égard du mode et de la date de règlement des coûts de mise hors service de ces immobilisations qui comportent des obligations juridiques. Bien que la Société ait des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations liées à des centrales hydroélectriques, à des installations d'interconnexion, à des contrats d'approvisionnement en énergie de gros, au retrait du droit de passage de certains actifs du réseau de distribution à la fin de la durée de vie du réseau et à la remise en état de certains terrains, aucun montant n'était comptabilisé aux 31 décembre 2009 et 2008. La nature, le montant et le moment de ces coûts liés à la remise en état de terrains et de l'environnement ou à l'enlèvement d'actifs ne peuvent faire l'objet d'une estimation raisonnable à l'heure actuelle, puisqu'il est normalement prévu que les actifs de production, de distribution et de transport d'hydroélectricité seront en exploitation à perpétuité en raison de la nature de leurs activités, qu'il est normalement prévu que les licences, les permis, les ententes d'interconnexion et les contrats d'approvisionnement en énergie de gros seront renouvelés ou prolongés pour une période indéfinie afin de maintenir l'intégrité des actifs connexes et d'assurer l'approvisionnement continu en électricité aux clients, qu'il est normalement prévu que le bail de location de terrains sera renouvelé indéfiniment et que la nature et le montant exacts des coûts de remise en état de terrains ne peuvent être établis. S'il arrivait que des problèmes environnementaux soient confirmés et relevés, les actifs seraient déclassés, ou les licences, permis, ententes et baux applicables seraient résiliés et les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations seraient comptabilisées à ce moment, à la condition que les coûts puissent faire l'objet d'une estimation raisonnable.

**Constatation des produits :** Toutes les entreprises de services publics réglementés de la Société, à l'exception de Belize Electricity, constatent leurs produits selon la comptabilité d'exercice. Comme l'exige la PUC, Belize Electricity constate les produits tirés des ventes d'électricité sur facturation. La constatation des produits selon la comptabilité d'exercice nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses. Les factures des clients sont envoyées tout au long du mois et établies, selon la lecture des compteurs, d'après la consommation de gaz et d'électricité des clients depuis la dernière lecture. Le total des produits non facturés pour la période correspond aux ventes de gaz naturel et d'électricité estimatives aux clients pendant la période depuis la dernière lecture des compteurs, calculées aux tarifs approuvés par les organismes de réglementation respectifs. Le calcul des ventes de gaz et d'électricité estimatives exige généralement une analyse de la consommation historique par rapport à des facteurs clés comme le prix courant du gaz naturel et de l'électricité, la croissance de la population, l'activité économique, les conditions climatiques et les pertes du réseau. Le processus d'estimation de la consommation de gaz naturel et d'électricité non facturée entraînera des ajustements des produits tirés des ventes de gaz naturel et d'électricité pour les périodes où ces ajustements sont confirmés du fait que les résultats réels diffèrent des estimations. Au 31 décembre 2009, les produits non facturés comptabilisés dans les débiteurs totalisaient environ 294 millions \$ (365 millions \$ au 31 décembre 2008) par rapport à des produits consolidés annuels d'environ 3,6 milliards \$ (3,9 milliards \$ en 2008).

**Coûts indirects capitalisés :** Comme l'exige leur organisme de réglementation respectif, les sociétés Terasen Gas, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric, FortisOntario, Belize Electricity, Fortis Turks and Caicos et, à compter de mai 2008, Caribbean Utilities capitalisent leurs coûts indirects qui ne sont pas directement attribuables à des immobilisations précises mais qui ont trait au programme général de dépenses en immobilisations. Ces coûts indirects capitalisés (« CIC ») sont imputés aux immobilisations construites et amortis sur leur durée de vie utile estimative. Les organismes de réglementation respectifs déterminent la méthode utilisée pour calculer ces coûts indirects et les imputer aux différentes immobilisations de services publics. En 2009, les CIC ont totalisé 57 millions \$ (57 millions \$ en 2008). Toute modification de la méthode utilisée pour calculer les coûts indirects et les imputer aux immobilisations de services publics pourrait avoir une incidence importante sur le montant comptabilisé dans les charges d'exploitation plutôt que dans les immobilisations de services publics.

**Éventualités :** La Société et ses filiales sont parties à un certain nombre de litiges et d'actions en justice dans le cours normal des affaires. La direction estime que le montant exigible, le cas échéant, découlant de ces poursuites ne devrait pas avoir d'incidence importante sur la situation financière ou les résultats d'exploitation consolidés de la Société.

Voici une description de la nature des passifs éventuels de la Société.

### Terasen

Le 26 mars 2007, le ministre de la Petite entreprise et du Revenu et ministre responsable de la réforme réglementaire en Colombie-Britannique (le « ministre ») a rendu une décision concernant l'appel de TGI s'opposant à l'avis de cotisation additionnelle d'une taxe, la *British Columbia Social Service Tax*, pour un montant d'environ 37 millions \$, incluant les intérêts sur le pipeline Southern Crossing dont la construction a été terminée en 2000. Le ministre a réduit le montant de la cotisation à 7 millions \$, incluant les intérêts, montant qui a été entièrement payé afin d'éviter l'ajout d'intérêts et comptabilisé à titre d'actif réglementaire à long terme reporté. TGI a obtenu gain de cause dans son appel devant la Cour suprême de la Colombie-Britannique en juin 2009. La province de la Colombie-Britannique a été autorisée à en appeler de la décision devant la Cour d'appel de la Colombie-Britannique.

En 2007 et 2008, une filiale non réglementée de Terasen a reçu des avis de cotisation de l'Agence du revenu du Canada (« ARC ») à l'égard d'impôts additionnels pour les années d'imposition de 1999 à 2003. Cette éventualité a été pleinement provisionnée dans les états financiers consolidés de 2009. Terasen a entamé le processus d'appel lié aux avis de cotisation.

Le 16 juillet 2009, Terasen a été nommée, avec d'autres défendeurs, dans une action en justice pour dommages à des propriétés et à des biens personnels, y compris la contamination de canalisations d'égout et les coûts de remise en état à la suite d'un bris de canalisations en juillet 2007. Terasen a déposé sa défense, mais comme la cause n'en est qu'à ses débuts, il est actuellement impossible d'en déterminer le montant et l'issue. Par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés de 2009.

En 2008, la coentreprise Vancouver Island Gas (« VIGJV ») a intenté une poursuite en dommages-intérêts contre TGVI, en alléguant des paiements excédentaires de droits de transport passés et des déclarations relatives à la réduction de ses droits de transport futurs. La déclaration de VIGJV ne précisait pas le montant des dommages-intérêts, et l'affaire n'a pas atteint le stade où l'une des parties a officiellement quantifié les prétentions de VIGJV. En décembre 2009, VIGJV a renoncé à demander des dommages-intérêts et, en janvier 2010, la poursuite a été rejetée par ordonnance de rejet sur consentement. L'affaire est maintenant close.

### FortisBC

Le ministère des Forêts de la Colombie-Britannique a allégué des manquements au Code d'exploitation forestière et de la négligence à l'égard d'un incendie près du lac Vaseux et a déposé et signifié un bref et une déclaration contre FortisBC. En outre, la société s'est vu signifier un bref et une déclaration par des propriétaires fonciers privés en rapport avec cette même affaire. La société est en pourparlers avec ses assureurs et a produit une défense à l'égard des deux poursuites. Le résultat ne peut être raisonnablement établi et évalué pour le moment et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés de 2009.

### Maritime Electric

En avril 2006, l'ARC a émis à l'intention de Maritime Electric un avis de nouvelle cotisation visant les années d'imposition 1997 à 2004. Les nouvelles cotisations visent les choix de traitement fiscal de la société, notamment le calendrier des déductions de la société, pour ce qui a trait aux éléments suivants : i) le MACE pour les années d'imposition 2001 à 2004; ii) des ajustements liés aux rabais consentis aux clients pour les années d'imposition 2001 à 2003 et iii) le versement par la société d'environ 6 millions \$ le 2 janvier 2001 en rapport avec un règlement négocié avec Énergie NB relativement à la dépréciation de 450 millions \$ de la centrale nucléaire Pointe Lepreau en 1998. Maritime Electric juge avoir présenté sa situation fiscale de manière appropriée, à tous les égards, et elle a présenté un avis d'opposition au chef des Appels de l'ARC. En décembre 2008, la Division des appels de l'ARC a émis un avis de confirmation des nouvelles cotisations d'avril 2006. En mars 2009, la société a interjeté appel auprès de la Cour canadienne de l'impôt.

Advenant que Maritime Electric ne réussisse pas à contester avec succès tous les éléments de la nouvelle cotisation, la société pourrait devoir verser environ 14 millions \$ au titre de l'impôt et des intérêts courus. Au 31 décembre 2009, Maritime Electric avait provisionné ce montant dans les impôts futurs et exigibles à payer. Les dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) exigent que la société dépose auprès de l'ARC la moitié du montant de la cotisation faisant l'objet de l'opposition. Le montant actuellement déposé auprès de l'ARC pour la nouvelle cotisation est d'environ 6 millions \$.

### Société Exploits

La société Exploits est détenue à 51 % par Fortis Properties et à 49 % par Abitibi. La société Exploits exploitait deux centrales hydroélectriques non réglementées dans la région centrale de Terre-Neuve, d'une puissance combinée d'environ 36 MW. En décembre 2008, le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a exproprié les actifs hydroélectriques et les droits d'utilisation de l'eau d'Abitibi à Terre-Neuve, y compris ceux de la société Exploits. L'usine à papier journal de Grand Falls-Windsor a été fermée le 12 février 2009. Par la suite, Nalcor Energy, une société d'État, a pris en charge les activités quotidiennes des centrales hydroélectriques de la société Exploits, à titre d'agent du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador relativement aux questions liées à l'expropriation. Le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a publiquement déclaré ne pas avoir l'intention de nuire aux partenaires indépendants ni aux prêteurs d'Abitibi dans la province. Étant donné la perte de contrôle sur les flux de trésorerie et les activités, Fortis a dû cesser de consolider les résultats de la société Exploits, à compter du 12 février 2009. Des discussions sont en cours entre Fortis Properties et Nalcor Energy relativement aux questions liées à l'expropriation.

## Principales informations financières annuelles

Le tableau suivant présente les informations financières annuelles pour les exercices terminés les 31 décembre 2009, 2008 et 2007. Les informations financières ont été dressées selon les PCGR du Canada, en dollars canadiens et conformément aux exigences des organismes de réglementation des services publics. Le moment choisi pour la constatation de certains actifs, passifs, produits et charges peut, en raison des exigences de la réglementation, différer de celui auquel on s'attendrait de la part d'entités non réglementées utilisant les PCGR du Canada.

### Principales informations financières annuelles

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions \$, sauf les montants par action)

	2009	2008	2007 <sup>1)</sup>
Produits d'exploitation	3 637	3 903	2 718
Bénéfice net	280	259	199
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	262	245	193
Total de l'actif	12 160	11 166	10 282
Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition (exclusion faite de la tranche échéant à moins de un an)	5 276	4 884	4 623
Actions privilégiées <sup>2)</sup>	667	667	442
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	3 193	3 046	2 601
Résultat de base par action ordinaire	1,54	1,56	1,40
Résultat dilué par action ordinaire	1,51	1,52	1,32
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,78	1,01	0,88
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série C	1,3625	1,3625	1,3625
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série E	1,2250	1,2250	1,2250
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série F	1,2250	1,2250	1,2250
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série G <sup>3)</sup>	1,3125	1,0184	–

<sup>1)</sup> Les résultats financiers de 2007 comprennent les résultats financiers de Terasen à compter du 17 mai 2007, date d'acquisition par Fortis.

<sup>2)</sup> Comprendent les actions privilégiées classées à la fois comme capitaux propres et comme dettes à long terme.

<sup>3)</sup> Un total de 9,2 millions d'actions privilégiées de premier rang, série G, ont été émises le 23 mai 2008 et le 4 juin 2008 à 25,00 \$ l'action pour un produit net après impôts de 225 millions \$ et donnent droit à des dividendes cumulatifs de 1,3125 \$ par action par année.

**2009/2008** – Les produits ont diminué de 266 millions \$, ou 6,8 %, par rapport à ceux de 2008. La diminution s'explique par le transfert à la clientèle des baisses du coût du gaz naturel et du coût de l'approvisionnement énergétique, combinées à la perte de produits par suite de l'expiration des droits relatifs à l'eau de la centrale Rankine, en Ontario, en avril 2009. La diminution a été en partie compensée par l'incidence des majorations des tarifs de base imposés à la clientèle et par la croissance de la clientèle, surtout au Canada, en sus de l'effet de change favorable. Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires a monté de 17 millions \$, ou 6,9 %, par rapport à 2008. En 2008, le bénéfice a été bonifié par une réduction d'impôts ponctuelle de 7,5 millions \$ pour Terasen et amoindri par des charges ponctuelles de quelque 15 millions \$ liées à Belize Electricity et FortisOntario. En 2009, le bénéfice a été rehaussé par un ajustement ponctuel de 3 millions \$ apporté aux impôts futurs relativement à des périodes antérieures de FortisOntario et réduit par une provision ponctuelle après impôts de 5 millions \$ constituée pour les coûts supplémentaires résultant de la conversion, du propane au gaz naturel, des appareils de la clientèle de Whistler. Compte non tenu des éléments précédents, le bénéfice a été supérieur sur un an, essentiellement grâce à l'incidence d'une hausse du RCP autorisé pour 2009 de FortisAlberta et de TGI et à une augmentation de la composante capitaux propres réputée autorisée de la structure du capital de FortisAlberta, auxquelles s'ajoute la croissance de la base tarifaire des entreprises de services publics d'électricité, principalement dans l'Ouest canadien. La croissance du bénéfice a été partiellement annulée par la baisse de contribution des activités de production non réglementées d'Ontario par suite de l'expiration des droits relatifs à l'eau de la centrale Rankine, en avril 2009, et par les questions réglementaires non réglées pour Belize Electricity. Le total de l'actif a progressé surtout grâce aux investissements soutenus de la Société dans ses systèmes d'énergie, en raison des programmes de dépenses en immobilisations de FortisAlberta, de FortisBC et des sociétés Terasen Gas et à l'augmentation des actifs réglementaires redevable à l'adoption de la norme comptable modifiée quant aux impôts sur les bénéfices. La progression a été en partie contrebalancée par l'effet de change négatif résultant de la conversion des actifs libellés en monnaie étrangère. La hausse de la dette à long terme a permis de soutenir les investissements dans l'infrastructure électrique et elle a été en partie neutralisée par l'effet de change. Le résultat de base par action ordinaire a reculé de 2 cents, ou 1,3 %, par rapport à 2008 à cause de la dilution résultant de l'émission de 300 millions \$ d'actions ordinaires en décembre 2008.

**2008/2007** – Les produits ont augmenté d'environ 1,2 milliard \$, ou 43,6 %, par rapport à ceux de 2007. L'augmentation est attribuable à la contribution des sociétés Terasen Gas pendant un exercice complet en 2008, comparativement à un exercice partiel en 2007. Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires a monté de 52 millions \$, ou 26,9 %, par rapport à 2007. La hausse du bénéfice est surtout attribuable à la contribution au bénéfice des sociétés Terasen Gas pendant un exercice complet en 2008 contre un exercice partiel en 2007, à la croissance de la base tarifaire et à des RCP autorisés plus élevés pour les entreprises de services publics réglementés au Canada de la Société, et à un accroissement de la production hydroélectrique non réglementée grâce à des pluies plus abondantes. La hausse a été freinée par une perte ponctuelle de 13 millions \$ liée à une décision relative aux tarifs réglementaires adoptée en juin 2008 visant Belize Electricity et à une baisse des recouvrements d'impôts sur les bénéfices des sociétés pour FortisAlberta. La croissance du total de l'actif et l'augmentation de la dette à long terme en 2008 sont le résultat principalement des investissements soutenus de la Société dans ses systèmes d'énergie, en raison des programmes de dépenses en immobilisations de FortisAlberta, de FortisBC et des sociétés Terasen Gas, auxquels s'ajoute l'effet

de change attribuable à la conversion d'actifs et de passifs libellés en monnaie étrangère. En 2008, la Société a émis des actions privilégiées d'un capital de 230 millions \$, dont le produit net a servi surtout au remboursement d'emprunts sur la facilité de crédit confirmée de la Société, au financement des besoins de capitaux de FortisAlberta et des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes de la Société, de même qu'aux fins générales du siège social. La Société a aussi émis des actions ordinaires d'un capital de 300 millions \$ en 2008, dont le produit net a été affecté au remboursement de la dette à court terme principalement engagée aux fins du rachat de titres de créance de 200 millions \$ de Terasen arrivant à échéance et aux fins générales du siège social. Le résultat de base par action ordinaire a augmenté de 16 cents, ou 11,4 % par rapport à 2007, surtout en raison de la croissance du bénéfice.

## Résultats du quatrième trimestre

Les tableaux suivants présentent les informations financières non vérifiées des trimestres terminés les 31 décembre 2009 et 2008. Les informations financières ont été dressées selon les PCGR du Canada, en dollars canadiens et conformément aux exigences des organismes de réglementation des services publics. Une analyse des résultats financiers du quatrième trimestre de 2009 figure aussi dans le communiqué de presse du quatrième trimestre de 2009 de la Société, daté du 4 février 2010 et déposé sur le site SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com) à cette même date, qui est intégré par renvoi au présent rapport de gestion.

### Sommaire des volumes, des ventes et des produits

Quatrièmes trimestres terminés les 31 décembre  
(non vérifié)

	Volumes de gaz (TJ) Ventes d'énergie et d'électricité (GWh)			Produits d'exploitation (en millions \$)		
	2009	2008	Écart	2009	2008	Écart
<b>Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada</b>						
Sociétés Terasen Gas	65 000	66 816	(1 816)	497	606	(109)
<b>Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada</b>						
FortisAlberta	4 129	4 068	61	86	78	8
FortisBC	859	842	17	69	66	3
Newfoundland Power	1 474	1 412	62	146	139	7
Autres services au Canada	582	543	39	77	65	12
	7 044	6 865	179	378	348	30
<b>Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes</b>	290	364	(74)	85	159	(74)
<b>Activités non réglementées – Fortis Generation</b>	87	312	(225)	5	20	(15)
<b>Activités non réglementées – Fortis Properties</b>				53	52	1
<b>Siège social et autres</b>				6	6	–
<b>Éliminations intersectorielles</b>				(6)	(10)	4
<b>Total</b>				1 018	1 181	(163)

**Volumes de gaz :** Pour les sociétés Terasen Gas, les volumes de gaz ont reculé par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, surtout par suite d'une baisse de la consommation moyenne de la clientèle principale, la clientèle résidentielle.

**Ventes d'énergie et d'électricité :** La hausse des ventes d'énergie et d'électricité des entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent a découlé de la croissance de la clientèle de FortisAlberta, de FortisBC et de Newfoundland Power, ainsi que de la contribution d'Algoma Power, qui est incluse dans les résultats financiers des autres entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada depuis le 8 octobre 2009, soit la date de son acquisition par FortisOntario. Ces éléments ont été en partie contrebalancés par l'incidence négative de la consommation sur les autres entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada, qui s'explique par la fermeture temporaire de deux usines commerciales de traitement de pommes de terre à l'Île-du-Prince-Édouard et la baisse de la consommation découlant du repli économique.

La diminution des ventes d'électricité des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes est attribuable à l'ajout de deux mois de contribution de Caribbean Utilities au quatrième trimestre de 2008 (août et septembre 2008) résultant de la modification de la date de fin d'exercice de cette entreprise de services publics. La diminution a été partiellement compensée par l'incidence positive de la consommation, grâce aux températures moyennes plus élevées enregistrées dans la région en regard du trimestre correspondant de 2008, et la perte de ventes d'électricité aux troisième et quatrième trimestres de 2008 de Fortis Turks and Caicos à cause de l'ouragan Ike, qui a frappé en septembre 2008. L'augmentation des ventes d'électricité a cependant été ralentie par l'incidence négative du repli économique sur la consommation des clients résidentiels et sur les activités dans les secteurs du tourisme, du pétrole, de la construction et les secteurs connexes.

Pour les activités non réglementées de Fortis Generation, une tranche de 164 GWh de la diminution totale des ventes d'énergie par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent se rattache à l'expiration, le 30 avril 2009, des droits relatifs à l'eau de la centrale hydroélectrique Rankine, en Ontario. De plus, une tranche de 46 GWh de la diminution totale des ventes d'énergie par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent est attribuable aux activités de production dans la région centrale de Terre-Neuve. Les ventes d'énergie de 2009 comprennent des ventes liées aux activités dans la région centrale de Terre-Neuve seulement pour un mois et demi, contre un exercice complet pour les ventes de 2008, en raison de l'abandon de la consolidation de ces activités en février 2009. La tranche restante de la diminution totale des ventes d'énergie est essentiellement associée à l'incidence de la baisse de production au Belize et dans le nord de l'État de New York en raison des pluies moins abondantes.

**Produits d'exploitation :** La baisse des produits d'exploitation des sociétés Terasen résulte essentiellement de la diminution du coût du gaz naturel facturé aux clients et de la consommation moindre, partiellement contrebalancées par la majoration des tarifs de livraison de base et l'augmentation, au quatrième trimestre de 2009, des produits liés aux tarifs attribuable à l'effet rétroactif cumulatif d'une majoration du RCP autorisé pour les sociétés Terasen Gas, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> juillet 2009.

La hausse des produits d'exploitation des entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada découle principalement des majorations des tarifs de base facturés à la clientèle et de la croissance de la clientèle, auxquelles s'ajoutent la contribution d'Algoma Power, à compter d'octobre 2009, ainsi que l'augmentation, au quatrième trimestre de 2009, des produits liés aux tarifs attribuable à l'effet rétroactif cumulatif d'une majoration à 9,00 % du RCP autorisé pour FortisAlberta, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2009, par rapport à un RCP autorisé provisoire de 8,51 %, et de la hausse de la composante capitaux propres réputée autorisée de la structure du capital, qui est passée de 37 % à 41 %.

Les produits des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes ont régressé par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, surtout à cause du transfert à la clientèle de la baisse des coûts de l'approvisionnement énergétique de Caribbean Utilities, des deux mois additionnels de contribution au bénéfice de Caribbean Utilities au quatrième trimestre de 2008 (août et septembre 2008), pour la raison susmentionnée, et de l'effet de change défavorable. Les facteurs ci-dessus ont été partiellement neutralisés par l'incidence d'une hausse de 2,4 % des tarifs d'électricité de base pour Caribbean Utilities, entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> juin 2009, et les ventes d'électricité qui ont augmenté par ailleurs, lorsqu'on les compare aux ventes d'électricité du trimestre correspondant de l'exercice précédent de Caribbean Utilities.

Les produits d'exploitation des activités non réglementées de Fortis Generation ont reculé par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, principalement en raison de la perte de produits résultant de l'expiration des droits relatifs à l'eau de la centrale Rankine, décrite ci-dessus, de l'incidence de l'abandon de la consolidation des résultats financiers des activités de production dans la région centrale de Terre-Neuve en février 2009, dont il a été question précédemment, du repli du prix moyen de gros de l'énergie par MWh dans le nord de l'État de New York, qui a été de 40,66 \$ US pour le quatrième trimestre de 2009 contre 56,86 \$ US pour le trimestre correspondant de 2008, et de la diminution de la production dans le nord de l'État de New York et au Belize.

## Sommaire du bénéfice net attribuable aux actions ordinaires

Quatrièmes trimestres terminés les 31 décembre (*non vérifié*)

(en millions \$)

	2009	2008	Écart
<b>Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada</b>			
Sociétés Terasen Gas	48	47	1
<b>Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada</b>			
FortisAlberta	15	11	4
FortisBC	8	7	1
Newfoundland Power	8	8	–
Autres services au Canada	6	3	3
	37	29	8
<b>Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes</b>	7	8	(1)
<b>Activités non réglementées – Fortis Generation</b>	3	8	(5)
<b>Activités non réglementées – Fortis Properties</b>	5	4	1
<b>Siège social et autres</b>	(19)	(20)	1
<b>Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires</b>	<b>81</b>	<b>76</b>	<b>5</b>

**Bénéfice :** Le bénéfice du quatrième trimestre de 2009 s'est établi à 81 millions \$, en hausse de 5 millions \$ par rapport au bénéfice de 76 millions \$ atteint pour le trimestre correspondant en 2008. Les résultats du quatrième trimestre de 2009 ont bénéficié d'un ajustement ponctuel de 3 millions \$ des impôts futurs découlant de périodes antérieures effectué par FortisOntario et se sont ressentis d'une provision ponctuelle de 5 millions \$ après impôts constituée à l'égard des coûts additionnels liés à la conversion, du propane au gaz naturel, des appareils de la clientèle de Whistler. Les résultats du quatrième trimestre de 2008 comprenaient deux mois additionnels de contribution au bénéfice de Caribbean Utilities (août et septembre 2008), représentant environ 2 millions \$, par suite d'une modification de la date de fin d'exercice du service public. Compte non tenu des éléments ponctuels ci-dessus, le bénéfice a progressé de 9 millions \$ en regard du trimestre correspondant de l'exercice précédent. La progression tient à ce qui suit : i) une incidence rétroactive cumulative d'environ 10 millions \$ au quatrième trimestre de 2009 liée à la majoration du RCP autorisé pour 2009 pour FortisAlberta et TGI, et la hausse de la composante capitaux propres réputée autorisée de la structure du capital de FortisAlberta et ii) une variation des estimations au titre de l'amortissement pour Fortis Turks and Caicos, qui a eu une incidence positive sur la dotation aux amortissements au quatrième trimestre de 2009. La progression a été en partie annulée par la perte de bénéfice par suite de l'expiration des droits relatifs à l'eau de la centrale Rankine en avril 2009.

## Sommaire des flux de trésorerie

Quatrièmes trimestres terminés les 31 décembre (non vérifié)

(en millions \$)

	2009	2008	Écart
<b>Trésorerie au début de la période</b>	<b>106</b>	68	38
<b>Flux de trésorerie liés aux :</b>			
Activités d'exploitation	70	208	(138)
Activités d'investissement	(312)	(272)	(40)
Activités de financement	222	59	163
Effet de change sur les soldes de trésorerie	(1)	3	(4)
<b>Trésorerie à la fin de la période</b>	<b>85</b>	66	19

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, après ajustements du fonds de roulement, ont diminué de 138 millions \$ pour le trimestre par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution est principalement attribuable aux variations défavorables du fonds de roulement des sociétés Terasen Gas qui reflètent les écarts entre les coûts du gaz naturel et les tarifs du gaz naturel facturés à la clientèle d'un trimestre à l'autre, et le calendrier de déclaration des dividendes sur les actions ordinaires.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour le trimestre ont augmenté de 40 millions \$ par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, compte tenu de l'acquisition d'Algoma Power au quatrième trimestre de 2009 au montant d'environ 70 millions \$, moins la trésorerie acquise, alors que le Sheraton Hotel Newfoundland avait été acquis au quatrième trimestre de 2008 au montant d'environ 22 millions \$. Cette affectation a été contrebalancée partiellement par la baisse des dépenses en immobilisations attribuable aux entreprises de services publics dans les Caraïbes.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour le trimestre ont dépassé de 163 millions \$ ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout d'une augmentation nette de la dette au quatrième trimestre de 2009, en comparaison d'une diminution nette de la dette au quatrième trimestre de 2008, annulée en partie par le niveau moins élevé des produits tirés des émissions d'actions ordinaires. Au cours du quatrième trimestre de 2008, Fortis a émis 300 millions \$ d'actions ordinaires.

## Sommaire des résultats trimestriels

Le tableau suivant présente les informations trimestrielles non vérifiées pour chacun des huit trimestres de la période du 31 mars 2008 au 31 décembre 2009. Ces informations sont exprimées en dollars canadiens et tirées des états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés de la Société qui, selon l'avis de la direction, ont été dressés selon les PCGR du Canada et conformément aux exigences des autorités de réglementation des services publics. Le moment choisi pour la constatation de certains actifs, passifs, produits et charges peut, en raison des exigences de la réglementation, différer de celui auquel on s'attendrait de la part d'entités non réglementées utilisant les PCGR du Canada. Ces résultats financiers ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats de toute période future et on ne devrait pas s'y fier pour prédire des rendements futurs.

### Sommaire des résultats trimestriels

(non vérifié)

Trimestre terminé le	Produits	Bénéfice net	Résultat par action ordinaire	
	d'exploitation	attribuable aux	de base (\$)	dilué (\$)
	(en millions \$)	actions ordinaires		
		(en millions \$)		
31 décembre 2009	1 018	81	0,48	0,46
30 septembre 2009	664	36	0,21	0,21
30 juin 2009	754	53	0,31	0,31
31 mars 2009	1 201	92	0,54	0,52
31 décembre 2008	1 181	76	0,48	0,46
30 septembre 2008	727	49	0,31	0,31
30 juin 2008	848	29	0,19	0,18
31 mars 2008	1 146	91	0,58	0,55

Un sommaire des huit derniers trimestres reflète la croissance interne continue de la Société et sa croissance découlant des acquisitions ainsi que le caractère saisonnier des activités. Les résultats intermédiaires varient en raison de la nature saisonnière de la demande d'électricité et de gaz naturel, et des débits d'eau, ainsi qu'en fonction de l'échéancier et de l'application des décisions des organismes de réglementation. Le transfert sans majoration du coût du combustible et de l'électricité achetée et du prix du gaz naturel aux clients a également une incidence sur les produits. Compte tenu de la nature diversifiée des entreprises de Fortis, le caractère saisonnier peut varier. Les sociétés Terasen Gas génèrent la majeure partie de leur bénéfice annuel au cours du premier et du quatrième trimestres. Les résultats financiers depuis le 1<sup>er</sup> mai 2009 ont été touchés, comme prévu, par la perte de produits et de bénéfice par suite de l'expiration, en avril 2009, des droits relatifs à l'eau de la centrale hydroélectrique Rankine, en Ontario. Les résultats financiers du deuxième trimestre terminé le 30 juin 2008 reflétaient l'incidence défavorable sur Fortis d'une charge de 13 millions \$ comptabilisée par Belize Electricity par suite de la décision tarifaire réglementaire rendue en juin 2008. Les résultats financiers du quatrième trimestre terminé le 31 décembre 2008 comprenaient deux mois additionnels de contribution de Caribbean Utilities attribuables à la modification de la date de fin d'exercice de cette entreprise de services publics. Dans une moindre mesure, les résultats financiers ont reflété l'incidence de l'acquisition du Sheraton Hotel Newfoundland à partir de novembre 2008, celle de l'acquisition du Holiday Inn Select de Windsor à partir d'avril 2009 et celle de l'acquisition d'Algoma Power à partir d'octobre 2009.

**Décembre 2009/décembre 2008** – Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires a été de 81 millions \$, ou 0,48 \$ l'action ordinaire, pour le quatrième trimestre de 2009, comparativement au bénéfice de 76 millions \$, ou 0,48 \$ l'action ordinaire, pour le quatrième trimestre de 2008. Une analyse des variations entre les résultats financiers du quatrième trimestre de 2009 et ceux du quatrième trimestre de 2008 est présentée à la rubrique intitulée « Résultats du quatrième trimestre » du présent rapport de gestion.

**Septembre 2009/septembre 2008** – Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires a été de 36 millions \$, ou 0,21 \$ l'action ordinaire, pour le troisième trimestre de 2009, contre un bénéfice de 49 millions \$, ou 0,31 \$ l'action ordinaire, pour le troisième trimestre de 2008. Les résultats du troisième trimestre de 2008 comprenaient une réduction d'impôts d'environ 7,5 millions \$ liée au règlement de questions fiscales de Terasen s'appliquant à des périodes antérieures et un recouvrement d'impôts futurs de 4,5 millions \$ qui avait été passé en charges au premier semestre de 2008 pour FortisAlberta. Par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, une diminution du bénéfice de 1 million \$ a été constatée, compte non tenu des réductions d'impôts ponctuelles mentionnées ci-dessus. L'incidence d'un taux d'imposition effectif des sociétés moins élevé pour les sociétés Terasen Gas, de la croissance des investissements dans les infrastructures électriques et de la progression des produits nets tirés du transport pour FortisAlberta a été plus que contrebalancée par le recul du bénéfice tiré de la production hydroélectrique non réglementée et du bénéfice pour Newfoundland Power. La diminution du bénéfice tiré de la production hydroélectrique non réglementée a découlé principalement de la perte de bénéfice liée à l'expiration, le 30 avril 2009, des droits relatifs à l'eau de la centrale hydroélectrique Rankine, en Ontario. La baisse du bénéfice de Newfoundland Power est largement attribuable à l'accroissement des charges d'exploitation et de la dotation aux amortissements.

**Juin 2009/juin 2008** – Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires a été de 53 millions \$, ou 0,31 \$ l'action ordinaire, pour le deuxième trimestre de 2009, par rapport à un bénéfice de 29 millions \$, ou 0,19 \$ l'action ordinaire, pour le deuxième trimestre de 2008. Les résultats du deuxième trimestre de 2008 comprenaient des charges ponctuelles d'environ 15 millions \$ pour Belize Electricity, associées à la décision de réglementation tarifaire de juin 2008, et pour FortisOntario, associées à la remise, pendant le deuxième trimestre de 2008, d'un remboursement lié à une entente d'interconnexion reçu au cours du quatrième trimestre de 2007. Compte non tenu de ces charges ponctuelles, le bénéfice a augmenté de 9 millions \$ comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent, sous l'effet de la baisse des impôts sur les bénéfices des sociétés et de la croissance des investissements dans les infrastructures électriques pour FortisAlberta et du recul des impôts sur les bénéfices des sociétés pour les sociétés Terasen Gas. L'augmentation a été contrebalancée en partie par la baisse du bénéfice tiré de la production hydroélectrique non réglementée associée à la perte de bénéfice résultant de l'expiration, le 30 avril 2009, des droits relatifs à l'eau de la centrale hydroélectrique Rankine, en Ontario.

**Mars 2009/mars 2008** – Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires a été de 92 millions \$, ou 0,54 \$ l'action ordinaire, pour le premier trimestre de 2009, en regard d'un bénéfice de 91 millions \$, ou 0,58 \$ l'action ordinaire, pour le premier trimestre de 2008. Les résultats se rapportent à l'augmentation des investissements dans les infrastructures électriques et du nombre d'abonnés des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans l'Ouest canadien, en partie atténuée par la diminution du bénéfice des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes et de Fortis Properties. Compte non tenu d'un gain ponctuel d'environ 2 millions \$ de Fortis Turks and Caicos en 2009, le bénéfice des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes a reculé de 3 millions \$ par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul est attribuable à la baisse des ventes d'électricité en raison de températures moins élevées et de l'incidence du repli économique sur la demande d'énergie, le tout combiné à la diminution du RAB autorisé pour Caribbean Utilities et Belize Electricity. Le recul a été partiellement neutralisé par l'effet de change favorable associé au raffermissement du dollar américain par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les résultats de Fortis Properties ont été réduits par une charge ponctuelle représentant les frais d'exploitation transitoires liés à l'acquisition du Sheraton Hotel Newfoundland en novembre 2008 et par une diminution du taux d'occupation des chambres d'hôtel.

## Évaluation de la direction des contrôles et procédures de communication de l'information et des contrôles internes à l'égard de l'information financière

### Contrôles et procédures de communication de l'information

Le président-directeur général et le vice-président, Finances et directeur des finances de Fortis, de concert avec la direction, ont établi et maintiennent des contrôles et des procédures de communication de l'information pour la Société afin de fournir l'assurance raisonnable que l'information importante relative à la Société leur est communiquée en temps opportun, en particulier pendant la période où les documents annuels sont établis. Le président-directeur général et le vice-président, Finances et directeur des finances de Fortis, de concert avec la direction, ont évalué la conception et l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information de la Société au 31 décembre 2009 et, selon cette évaluation, ont conclu que ces contrôles et procédures sont efficaces pour fournir cette assurance raisonnable.

## Contrôles internes à l'égard de l'information financière

Le président-directeur général et le vice-président, Finances et directeur des finances de Fortis, de concert avec la direction, sont aussi responsables de l'établissement et du maintien des contrôles internes à l'égard de l'information financière (« CIIF ») au sein de la Société afin de fournir l'assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers destinés à un usage externe ont été dressés selon les PCGR du Canada. Le président-directeur général et le vice-président, Finances et directeur des finances de Fortis, de concert avec la direction, ont évalué la conception et l'efficacité des CIIF de la Société au 31 décembre 2009 et, selon cette évaluation, ont conclu que les contrôles sont efficaces pour fournir cette assurance raisonnable.

Au cours du quatrième trimestre de 2009, il n'y a eu aucune modification des CIIF de la Société qui ait eu ou dont on peut raisonnablement penser qu'elle aura une incidence importante sur les CIIF de la Société.

## Événement postérieur à la date du bilan

En janvier 2010, Fortis a conclu une émission d'actions privilégiées à taux d'intérêt fixe rétabli sur cinq ans, d'un capital de 250 millions \$. Le produit net de 242 millions \$ a été affecté au remboursement des emprunts de la Société sur la facilité de crédit confirmée et au financement des injections de capitaux propres dans TGI afin de rembourser les emprunts contractés sur les facilités de crédit de l'entreprise de services publics pour répondre aux besoins de fonds de roulement et de dépenses en immobilisations.

## Perspectives

L'important programme d'investissement de la Société, qui devrait atteindre près de 5 milliards \$ au cours des cinq prochaines années, devrait se traduire par une croissance du bénéfice et des dividendes.

La Société envisage de procéder à des acquisitions à des fins de croissance rentable, en mettant l'accent sur les occasions stratégiques d'acquérir des entreprises de services publics réglementés de gaz naturel et d'électricité aux États-Unis, au Canada et dans les Caraïbes. Fortis recherche aussi des occasions de croissance pour ses activités non réglementées afin de soutenir la stratégie de croissance de ses entreprises de services publics réglementés.

## Données sur les actions en circulation

Au 1<sup>er</sup> mars 2010, la Société avait 172,1 millions d'actions ordinaires; 5,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série C; 8,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série E; 5,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série F; 9,2 millions d'actions privilégiées de premier rang, série G, et 10,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série H, émises et en circulation. Seules les actions ordinaires de la Société sont assorties de droits de vote.

Le nombre d'actions ordinaires qui seraient émises si les options sur actions, les titres de créance convertibles et les actions privilégiées de premier rang, série C et série E étaient convertis au 1<sup>er</sup> mars 2010 est le suivant :

### Conversion de titres en actions ordinaires

Au 1<sup>er</sup> mars 2010 (*non vérifié*)

Titres	Nombre d'actions ordinaires (en millions)
Options sur actions	5,5
Titres de créance convertibles	1,4
Actions privilégiées de premier rang, série C	4,7
Actions privilégiées de premier rang, série E	7,6
<b>Total</b>	<b>19,2</b>

*Des renseignements additionnels, y compris la notice annuelle 2009, la circulaire d'information de la direction et les états financiers consolidés de Fortis Inc., sont disponibles sur le site SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et sur le site Web de la Société à l'adresse [www.fortisinc.com](http://www.fortisinc.com).*

## Rapport de la direction

Les états financiers consolidés annuels ci-joints de Fortis Inc. et toute l'information contenue dans le rapport annuel de 2009 ont été préparés par la direction, qui est responsable de l'intégrité de l'information présentée, y compris les montants qui doivent être nécessairement fondés sur des estimations et un jugement éclairé. Ces états financiers consolidés annuels ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada. L'information financière contenue ailleurs dans le rapport annuel de 2009 est conforme à celle des états financiers consolidés annuels.

En s'acquittant de ses responsabilités relativement à la fiabilité et à l'intégrité des états financiers consolidés annuels, la direction a mis en œuvre et maintient un système d'information comptable et financière qui prévoit les contrôles internes nécessaires afin de s'assurer que les opérations sont adéquatement autorisées et comptabilisées, que l'actif est protégé et que le passif est constaté. Les systèmes de la Société et de ses filiales sont axés sur le besoin de former du personnel qualifié et professionnel et sur la communication efficace des directives et des politiques de la direction. L'efficacité des contrôles internes de Fortis Inc. est évaluée de façon continue.

Le conseil d'administration, par l'intermédiaire du comité de vérification, qui est en totalité composé d'administrateurs externes indépendants, supervise les responsabilités de la direction relativement à la présentation de l'information financière. Le comité de vérification supervise la vérification externe des états financiers consolidés annuels de la Société, ainsi que les processus et les politiques relatifs à la comptabilité et à la présentation et la communication de l'information financière de la Société. Le comité de vérification tient des réunions auxquelles participent la direction, les vérificateurs des actionnaires et le vérificateur interne afin de discuter des résultats de la vérification externe, du caractère adéquat des contrôles internes relatifs à la comptabilité, ainsi que de la qualité et de l'intégrité de la présentation de l'information financière. Les états financiers consolidés annuels de la Société sont examinés par le comité de vérification de concert avec la direction et les vérificateurs des actionnaires avant d'être recommandés au conseil d'administration aux fins d'approbation. Les vérificateurs nommés par les actionnaires ont plein et libre accès au comité de vérification. Le comité de vérification est tenu de réviser l'adoption et les modifications des principes et des pratiques comptables qui ont une incidence importante sur les états financiers consolidés annuels de la Société, et d'examiner, afin d'en informer le conseil d'administration, les politiques relatives à la comptabilité et les processus de présentation et de communication de l'information financière.

Le comité de vérification est tenu d'examiner les rapports financiers exigeant l'approbation du conseil d'administration avant qu'ils soient soumis aux commissions des valeurs mobilières et autres organismes de réglementation, d'évaluer et d'analyser les jugements posés par la direction qui ont une incidence importante sur la présentation de l'information financière, de s'assurer de l'indépendance des vérificateurs nommés par les actionnaires et de passer en revue leurs honoraires. Les états financiers consolidés annuels de 2009 ainsi que le rapport de gestion figurant dans le rapport annuel de 2009 ont été examinés par le comité de vérification et, sur sa recommandation, ont été approuvés par le conseil d'administration de Fortis Inc. Le cabinet Ernst & Young s.r.l./s.e.n.c.r.l., vérificateurs indépendants nommés par les actionnaires de Fortis Inc. sur la recommandation du comité de vérification, a vérifié les états financiers consolidés annuels de 2009 et leur rapport suit.



**H. Stanley Marshall**  
Président-directeur général

St. John's, Canada



**Barry V. Perry**  
Vice-président, Finances et directeur des finances

## Rapport des vérificateurs

Aux actionnaires de Fortis Inc.

Nous avons vérifié les bilans consolidés de Fortis Inc. aux 31 décembre 2009 et 2008, et les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis, du résultat étendu et des flux de trésorerie pour les exercices terminés à ces dates. La responsabilité de ces états financiers consolidés incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers consolidés 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 2009 et 2008 et 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.

St. John's, Canada  
Le 4 février 2010



Comptables agréés

# États financiers

## Bilans consolidés

### FORTIS INC.

(Constituée en vertu des lois de la province de Terre-Neuve-et-Labrador)

Au 31 décembre (en millions de dollars canadiens)

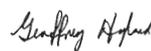
ACTIF	2009	2008
<b>Actif à court terme</b>		(Retraité – note 2)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	85 \$	66 \$
Débiteurs	595	681
Charges payées d'avance	16	17
Actifs réglementaires (note 4)	223	157
Stocks (note 5)	178	229
Impôts futurs (note 19)	29	–
	<b>1 126</b>	1 150
<b>Autres actifs (note 6)</b>	174	230
<b>Actifs réglementaires (note 4)</b>	758	203
<b>Impôts futurs (note 19)</b>	17	54
<b>Immobilisations de services publics (note 7)</b>	7 687	7 141
<b>Biens productifs (note 8)</b>	559	540
<b>Actifs incorporels (note 9)</b>	279	273
<b>Écart d'acquisition (note 10)</b>	1 560	1 575
	<b>12 160 \$</b>	11 166 \$
<b>PASSIFS ET CAPITAUX PROPRES</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Emprunts à court terme (note 26)	415 \$	410 \$
Créditeurs et charges à payer	852	874
Dividendes à verser	3	47
Impôts à payer	23	66
Passifs réglementaires (note 4)	53	45
Tranche à court terme de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition (note 11)	224	240
Impôts futurs (note 19)	24	15
	<b>1 594</b>	1 697
<b>Crédits reportés (note 12)</b>	295	277
<b>Passifs réglementaires (note 4)</b>	436	389
<b>Impôts futurs (note 19)</b>	576	61
<b>Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition (note 11)</b>	5 276	4 884
<b>Part des actionnaires sans contrôle (note 13)</b>	123	145
<b>Actions privilégiées (note 14)</b>	320	320
	<b>8 620</b>	7 773
<b>Capitaux propres</b>		
Actions ordinaires (note 15)	2 497	2 449
Actions privilégiées (note 14)	347	347
Surplus d'apport	11	9
Composante capitaux propres des débiteurs convertibles (note 11)	5	6
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 17)	(83)	(52)
Bénéfices non répartis	763	634
	<b>3 540</b>	3 393
	<b>12 160 \$</b>	11 166 \$

Engagements (note 27)

Passifs éventuels (note 28)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Approuvés au nom du conseil d'administration,



Geoffrey F. Hyland  
Administrateur



David G. Norris  
Administrateur

## États des résultats consolidés

### FORTIS INC.

Pour les exercices terminés les 31 décembre  
(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)

	2009	2008
<b>Produits d'exploitation</b>	<b>3 637 \$</b>	3 903 \$
<b>Charges</b>		
Coût de l'approvisionnement énergétique	1 799	2 112
Charges d'exploitation	773	743
Amortissement	364	348
	<b>2 936</b>	3 203
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>701</b>	700
Frais financiers (note 18)	360	363
<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices des sociétés et part des actionnaires sans contrôle</b>	<b>341</b>	337
Impôts sur les bénéfices des sociétés (note 19)	49	65
<b>Bénéfice net avant part des actionnaires sans contrôle</b>	<b>292</b>	272
Part des actionnaires sans contrôle	12	13
<b>Bénéfice net</b>	<b>280</b>	259
Dividendes sur actions privilégiées	18	14
<b>Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires</b>	<b>262 \$</b>	245 \$
<b>Résultat par action ordinaire (note 15)</b>		
De base	1,54 \$	1,56 \$
Dilué	1,51 \$	1,52 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

## États des bénéfices non répartis consolidés

### FORTIS INC.

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)

	2009	2008
<b>Solde au début de l'exercice</b>	<b>634 \$</b>	551 \$
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	262	245
	<b>896</b>	796
Dividendes sur actions ordinaires	(133)	(162)
<b>Solde à la fin de l'exercice</b>	<b>763 \$</b>	634 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

## États du résultat étendu consolidés

### FORTIS INC.

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)

	2009	2008
<b>Bénéfice net</b>	<b>280 \$</b>	259 \$
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>		
(Pertes) gains de change latent(e)s sur les investissements nets dans des établissements étrangers autonomes	(90)	115
Gains (pertes) sur couvertures d'investissements nets dans des établissements étrangers autonomes	67	(92)
(Charge) recouvrement d'impôts sur les bénéfices des sociétés	(9)	13
<b>Variation des (pertes) gains de change latent(e)s, déduction faite des activités de couverture et des impôts (note 17)</b>	<b>(32)</b>	36
<b>Gain sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, après impôts</b>	<b>1</b>	–
<b>Résultat étendu</b>	<b>249 \$</b>	295 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

## États des flux de trésorerie consolidés

### FORTIS INC.

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)

	2009	2008
<b>Activités d'exploitation</b>		<i>(Retraité – note 2)</i>
Bénéfice net	<b>280 \$</b>	259 \$
Éléments sans effet sur la trésorerie :		
Amortissement – immobilisations de services publics et biens productifs	<b>317</b>	308
Amortissement – actifs incorporels	<b>43</b>	37
Amortissement – divers	<b>4</b>	3
Impôts futurs (note 19)	<b>5</b>	14
Part des actionnaires sans contrôle	<b>12</b>	13
Dépréciation des coûts reportés de l'électricité – Belize Electricity (note 4)	<b>–</b>	18
Divers	<b>(8)</b>	(7)
Variation des actifs et des passifs réglementaires à long terme	<b>25</b>	(23)
	<b>678</b>	622
Variation du fonds de roulement lié à l'exploitation hors trésorerie	<b>(41)</b>	39
	<b>637</b>	661
<b>Activités d'investissement</b>		
Variation des autres actifs et des crédits reportés	<b>(8)</b>	5
Dépenses en immobilisations – immobilisations de services publics	<b>(966)</b>	(872)
Dépenses en immobilisations – immobilisations de biens productifs	<b>(26)</b>	(14)
Dépenses en immobilisations – actifs incorporels	<b>(32)</b>	(49)
Apports sous forme d'aide à la construction	<b>56</b>	85
Produit de la vente d'immobilisations	<b>1</b>	15
Acquisitions d'entreprises, déduction faite de l'encaisse acquise (note 21)	<b>(77)</b>	(22)
	<b>(1 052)</b>	(852)
<b>Activités de financement</b>		
Variation des emprunts à court terme	<b>8</b>	(69)
Produit tiré de la dette à long terme, déduction faite des frais d'émission	<b>729</b>	662
Remboursement de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition	<b>(172)</b>	(431)
Remboursements nets sur les facilités de crédit consenties	<b>(14)</b>	(309)
Avances d'actionnaires sans contrôle	<b>2</b>	3
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais	<b>46</b>	308
Émission d'actions privilégiées, déduction faite des frais	<b>–</b>	223
Dividendes		
Actions ordinaires	<b>(133)</b>	(162)
Actions privilégiées	<b>(18)</b>	(14)
Dividendes de filiales versés aux actionnaires sans contrôle	<b>(10)</b>	(15)
	<b>438</b>	196
Incidence de la variation des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	<b>(4)</b>	3
<b>Variation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>19</b>	8
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice</b>	<b>66</b>	58
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice</b>	<b>85 \$</b>	66 \$

Informations supplémentaires sur les états des flux de trésorerie consolidés (note 23)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2009 et 2008

## 1. Description des activités

### Nature des activités

Fortis Inc. (« Fortis » ou « la Société ») est essentiellement une société de portefeuille internationale de services publics de distribution. Fortis répartit ses activités de services publics selon des secteurs correspondant à des zones de concession et, lorsque la réglementation l'exige, selon la nature de ses actifs. Fortis investit également dans des actifs de production non réglementée d'une part, et dans des locaux pour bureaux d'affaires et commerces de détail et des hôtels d'autre part, deux secteurs d'activité traités distinctement. La répartition des activités entre ces différents secteurs isolables de la Société permet à la haute direction d'estimer le rendement de chaque secteur et d'évaluer sa contribution globale aux objectifs à long terme de la Société. Chaque secteur isolable fonctionne de manière autonome et est responsable de ses profits et de ses pertes, ainsi que de l'affectation de ses propres ressources.

Les activités de chaque secteur isolable de la Société sont décrites ci-après.

### Entreprises de services publics réglementés

Le résumé qui suit présente la participation de la Société dans les différentes entreprises de services publics réglementés de distribution de gaz et d'électricité au Canada et dans les Caraïbes :

#### Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada

Les sociétés *Terasen Gas* sont formées de Terasen Gas Inc. (« TGI »), de Terasen Gas (Vancouver Island) Inc. (« TGVI ») et de Terasen Gas (Whistler) Inc. (« TGWI »).

TGI est la plus importante société de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique et sert principalement des clients des secteurs résidentiel, commercial et industriel dans un rayon qui s'étend de Vancouver à la vallée du Fraser et à l'intérieur de la Colombie-Britannique.

TGVI possède et exploite le gazoduc qui transporte du gaz naturel depuis la région du grand Vancouver à travers le détroit de Georgia jusqu'à l'île de Vancouver, ainsi que le réseau de distribution sur l'île de Vancouver et le long de la Sunshine Coast (Colombie-Britannique), et sert principalement des clients résidentiels, commerciaux et industriels.

En plus de fournir des services de transport et de distribution à leur clientèle, TGI et TGVI achètent aussi du gaz naturel pour le bénéfice d'une clientèle surtout résidentielle et commerciale. Le gaz naturel acheté provient surtout de la région nord-est de la Colombie-Britannique et, au moyen du pipeline Southern Crossing de TGI, de l'Alberta.

TGWI possède et exploite le réseau de distribution de gaz naturel récemment converti dans la municipalité touristique de Whistler (« Whistler »), en Colombie-Britannique, qui assure le service principalement à des clients résidentiels et commerciaux.

#### Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada

- a. *FortisAlberta* : FortisAlberta possède et exploite le réseau de distribution d'électricité d'une partie importante du sud et du centre de l'Alberta.
- b. *FortisBC* : Comprend FortisBC Inc., société de services publics d'électricité intégrée œuvrant dans l'intérieur méridional de la Colombie-Britannique. FortisBC Inc. possède quatre centrales hydroélectriques dont la puissance combinée s'élève à 223 mégawatts (« MW »). La part attribuable à FortisBC du secteur isolable des services publics réglementés d'électricité au Canada englobe également les services d'exploitation, d'entretien et de gestion de la centrale hydroélectrique Waneta de 493 MW, propriété de Teck Cominco Metals Ltd., de la centrale hydroélectrique Brilliant de 149 MW et des installations d'agrandissement de la centrale Brilliant de 120 MW, toutes deux propriété conjointe de Columbia Power Corporation et de Columbia Basin Trust (« CPC/CBT »), de la centrale hydroélectrique Arrow Lakes de 185 MW, propriété de CPC/CBT, et du réseau de distribution électrique dont la ville de Kelowna est propriétaire.
- c. *Newfoundland Power* : Newfoundland Power est le principal distributeur d'électricité à Terre-Neuve. Newfoundland Power possède une capacité de production installée de 140 MW, dont 97 MW d'origine hydroélectrique.
- d. *Autres entreprises de services publics au Canada* : Comprennent Maritime Electric et FortisOntario. Maritime Electric est le principal distributeur d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard. Maritime Electric possède aussi sur l'île des centrales d'une puissance combinée de 150 MW. FortisOntario fournit des services publics d'électricité intégrés à des clients de Fort Erie, de Cornwall, de Gananoque, de Port Colborne et du district d'Algoma dans le nord de l'Ontario. FortisOntario exploite la Compagnie canadienne d'énergie Niagara Inc. (« Énergie Niagara »), Cornwall Street Railway, Light and Power Company, Limited (« Cornwall Electric ») et, depuis octobre 2009, Algoma Power Inc. (« Algoma Power ») (note 21). Les comptes d'Énergie Niagara comprennent les activités de distribution d'électricité de Port Colborne Hydro Inc. (« Port Colborne Hydro »), qui ont été louées de la Ville de Port Colborne en vertu d'un bail de dix ans échéant en avril 2012. FortisOntario possède également une participation de 10 % respectivement dans Westario Power Inc., Rideau St. Lawrence Holdings Inc. et Grimsby Power Inc., trois sociétés régionales de distribution d'électricité.

### Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes

- a. *Belize Electricity* : Belize Electricity est la principale société de distribution d'électricité au Belize, en Amérique centrale. La société possède une capacité de production installée de 34 MW. Fortis détient une participation lui conférant le contrôle d'environ 70 % dans Belize Electricity.
- b. *Caribbean Utilities* : Caribbean Utilities est l'unique fournisseur d'électricité sur l'île Grand Caïman, aux îles Caïmans. La société possède une puissance installée de 153 MW. Fortis détient une participation lui conférant le contrôle d'environ 59 % dans Caribbean Utilities. Caribbean Utilities est une société ouverte cotée à la Bourse de Toronto (TSX : CUP.U). Auparavant, l'exercice de Caribbean Utilities se terminait le 30 avril; par conséquent, jusqu'au troisième trimestre de 2008 inclusivement, ses états financiers étaient consolidés dans les états financiers de Fortis avec un décalage de deux mois. En 2008, Caribbean Utilities a déplacé sa date de fin d'exercice au 31 décembre, ce qui a permis d'éliminer le décalage de deux mois dans la consolidation de ses résultats financiers.
- c. *Fortis Turks and Caicos* : Comprend P.P.C. Limited (« PPC ») et Atlantic Equipment & Power (Turks and Caicos) Ltd. (« Atlantic ») (collectivement « Fortis Turks and Caicos »). Fortis Turks and Caicos est la principale société de distribution d'électricité des îles Turks et Caicos. La société possède une capacité de production combinée au diesel de 54 MW.

### Activités non réglementées – Fortis Generation

- a. *Belize* : Ces activités sont constituées des centrales hydroélectriques Mollejon, de 25 MW, Chalillo, de 7 MW, et, à compter de mars 2010, Vaca, de 19 MW. La production de ces installations est vendue en totalité à Belize Electricity en vertu de contrats d'achat d'électricité de 50 ans échéant en 2055 et 2060. Les centrales hydroélectriques au Belize sont exploitées par Belize Electric Company Limited (« BECOL »), filiale en propriété exclusive indirecte de la Société, en vertu d'un contrat de concession conclu avec le gouvernement du Belize.
- b. *Ontario* : Les installations comprennent six petites centrales hydroélectriques dans l'est de l'Ontario d'une puissance combinée de 8 MW et une centrale de cogénération de 5 MW alimentée au gaz à Cornwall. Le droit d'usage de l'eau correspondant à une puissance de 75 MW lié à la centrale hydroélectrique Rankine, à Niagara Falls, a expiré le 30 avril 2009, à la fin d'un terme de cent ans.
- c. *Région centrale de Terre-Neuve* : Par l'intermédiaire d'Exploits River Hydro Partnership (la « société Exploits »), partenariat entre la Société, par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive Fortis Properties, et AbitibiBowater Inc. (« Abitibi »), deux centrales hydroélectriques d'Abitibi situées dans la région centrale de Terre-Neuve ont été équipées d'une puissance additionnelle de 36 MW. Fortis Properties détient une participation directe de 51 % dans la société Exploits, et Abitibi détient la participation résiduelle de 49 %. La société Exploits vend sa production à Newfoundland and Labrador Hydro en vertu d'un contrat d'achat d'électricité de 30 ans venant à échéance en 2033. Depuis le 12 février 2009, Fortis a cessé de comptabiliser son placement dans la société Exploits selon la méthode de consolidation (note 28).
- d. *Colombie-Britannique* : Les installations se composent de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Walden, de 16 MW, située près de Lillooet, en Colombie-Britannique. Cette centrale vend la totalité de sa production à BC Hydro en vertu d'un contrat à long terme échéant en 2013.
- e. *Nord de l'État de New York* : Les installations regroupent quatre centrales hydroélectriques d'une puissance combinée d'environ 23 MW, situées dans le nord de l'État de New York, exploitées sous licences de la US Federal Energy Regulatory Commission. Dans le nord de l'État de New York, les activités hydroélectriques sont menées par FortisUS Energy Corporation (« FortisUS Energy »), filiale en propriété exclusive indirecte de la Société.

### Activités non réglementées – Fortis Properties

Fortis Properties possède et exploite 21 hôtels comptant plus de 4 100 chambres, dans huit provinces canadiennes, et environ 2,8 millions de pieds carrés d'espace pour bureaux d'affaires et pour commerces de détail principalement dans les provinces atlantiques canadiennes.

### Siège social et autres

Le secteur Siège social et autres permet de saisir les éléments de charges et de produits qui ne sont pas précisément liés à un secteur isolable. Ce secteur comprend des frais financiers non sectoriels, notamment les intérêts sur la dette engagée directement par Fortis et Terasen Inc. (« Terasen »), et les dividendes sur les actions privilégiées classées comme passif à long terme; les dividendes sur les actions privilégiées classées comme capitaux propres; d'autres dépenses du siège social, incluant les coûts d'exploitation de Fortis et de Terasen, déduction faite des recouvrements de filiales; les intérêts créditeurs et produits divers, ainsi que les impôts sur les bénéfices des sociétés.

Ce secteur inclut aussi les résultats financiers de la société en commandite CustomerWorks Limited Partnership (« CWLP »). CWLP est une entreprise de services partagés non réglementée dans laquelle Terasen détient une participation de 30 %. En partenariat avec Enbridge Inc., CWLP offre des services de point de chute de service à la clientèle, de lecture des compteurs, de facturation, d'évaluation du crédit, de soutien et de perception aux sociétés Terasen Gas et à plusieurs autres petites entreprises tierces. Les résultats financiers de CWLP sont comptabilisés selon la méthode de la consolidation proportionnelle. Les résultats financiers de Terasen Energy Services Inc. (« TES ») sont aussi présentés dans le secteur Siège social et autres. TES est une filiale en propriété exclusive non réglementée de Terasen qui propose des solutions en matière d'énergies renouvelables.

31 décembre 2009 et 2008

## 2. Sommaire des principales conventions comptables

Les présents états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR du Canada »), y compris les traitements comptables choisis qui diffèrent de ceux utilisés par des entités qui ne sont pas assujetties à une réglementation de leurs tarifs. Le moment de la constatation de certains actifs, passifs, produits et charges en vertu de la réglementation peut différer de celui autrement prévu par les PCGR du Canada pour les entités non assujetties à la réglementation des tarifs. Les différences sont présentées à la note 2, aux rubriques « Réglementation », « Immobilisations de services publics », « Actifs incorporels », « Avantages sociaux futurs », « Impôts sur les bénéfices » et « Constatation des produits », ainsi qu'à la note 4.

À moins d'indication contraire, tous les montants sont présentés en dollars canadiens.

### Réglementation

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2009, le Conseil des normes comptables du Canada (« CNC ») a modifié les chapitres qui suivent du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« ICCA ») : i) le chapitre 1100, « Principes comptables généralement reconnus », pour retirer l'exonération temporaire relevant les entités assujetties à la réglementation des tarifs de l'exigence d'appliquer les directives du chapitre à la constatation et à l'évaluation des actifs et des passifs découlant de la réglementation des tarifs; et ii) le chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfices », pour exiger la constatation de passifs et d'actifs d'impôts futurs, de même que de passifs et d'actifs compensatoires par les entités assujetties à la réglementation de leurs tarifs.

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2009, avec l'élimination de l'exonération temporaire concernant l'application du chapitre 1100, la Société doit maintenant appliquer le chapitre 1100 à la constatation des actifs et des passifs découlant de la réglementation des tarifs. Certains actifs et passifs découlant de la réglementation des tarifs continuent de faire l'objet de directives précises par une source première de PCGR du Canada qui ne s'appliquent qu'en des circonstances particulières décrites aux présentes, y compris au chapitre 3061, « Immobilisations corporelles », au chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfices », et au chapitre 3475, « Sortie d'actifs à long terme et abandon d'activités ». Tous les actifs et passifs découlant de la réglementation des tarifs dont il est question à la note 4 ne font pas l'objet de directives précises d'une source première de PCGR du Canada. Par conséquent, aux termes du chapitre 1100, la Société est tenue d'adopter des conventions comptables qui reposent sur l'exercice du jugement professionnel et qui sont conformes aux notions énoncées dans le chapitre 1000, « Fondements conceptuels des états financiers ». Pour l'élaboration de ces conventions comptables, la Société peut consulter d'autres sources, y compris des prises de position publiées par des organismes de normalisation comptable dans d'autres pays. Ainsi, la Société a établi que, selon le chapitre 1100, tous ses actifs et passifs réglementaires peuvent être constatés selon les PCGR du Canada et que cette présentation est conforme à la norme Codification 980, *Regulated Operations*, du Financial Accounting Standards Board des États-Unis. Au 1<sup>er</sup> janvier 2009, l'élimination de l'exonération temporaire concernant l'application du chapitre 1100 n'avait aucune incidence sur les états financiers consolidés de la Société.

La nature de la réglementation des entreprises de services publics de la Société est décrite ci-après.

#### *Sociétés Terasen Gas et FortisBC*

Les sociétés Terasen Gas et FortisBC sont régies par la British Columbia Utilities Commission (« BCUC »). La BCUC veille à l'application des lois et règlements de la *Utilities Commission Act* (Colombie-Britannique), qui traitent de questions comme les tarifs, les taux, la construction, l'exploitation, le financement et la comptabilité. TGI, TGVI et FortisBC exercent leurs activités selon la réglementation fondée sur le coût du service et, de temps à autre, selon des mécanismes d'établissement des tarifs fondés sur le rendement (« ETR ») administrés par la BCUC. Le mécanisme d'ETR pour TGI a pris fin le 31 décembre 2009 puisqu'un récent Accord de règlement négocié approuvé par la BCUC, qui a pris effet le 1<sup>er</sup> janvier 2010, ne comprenait pas de mécanisme d'ETR.

La BCUC prescrit l'utilisation d'une année témoin future pour établir les tarifs et, selon cette méthode, prescrit la prévision de l'énergie qui sera vendue, de même que la totalité des coûts des services publics, et prescrit un taux de rendement d'une structure du capital réputée appliqué à l'actif de la base tarifaire autorisée. Les tarifs sont établis pour permettre aux entreprises de services publics de recouvrer la totalité de leurs frais, incluant le taux de rendement des capitaux propres autorisé attribuables aux actions ordinaires (« RCP »).

TGI, TGVI et FortisBC présentent une demande de revenus tarifaires dont la grille est fondée sur leurs estimations du coût du service. Une fois que le tarif est approuvé, il n'est pas rajusté si les coûts du service réels diffèrent des estimations, à l'exception de certains coûts prescrits qui sont admissibles au traitement en compte de report ou par la voie des mécanismes d'ETR.

Selon l'ancien mécanisme d'ETR, TGI et les clients partageaient également le montant des bénéfices réalisés supérieurs ou inférieurs au RCP autorisé. En 2008, la BCUC a prorogé le mécanisme d'ETR de FortisBC pour les exercices 2009 à 2011. Selon ce mécanisme, les bénéfices supérieurs ou inférieurs au RCP autorisé jusqu'à concurrence d'un RCP de 200 points de base au-dessus ou en dessous du RCP autorisé seront partagés à parts égales entre les clients et FortisBC. Tout excédent sera placé dans un compte de report. La portion des incitatifs d'ETR revenant à FortisBC est assujettie au respect par la société de certaines normes de rendement et à l'approbation de la BCUC.

Le RCP autorisé de TGI était de 8,47 % pour la période de janvier à juin 2009 et de 9,50 % à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2009 (8,62 % pour 2008) appliqué à une structure du capital réputée comprendre 35 % de capitaux propres attribuables aux actions ordinaires. Le RCP autorisé de TGVI était de 9,17 % pour la période de janvier à juin 2009 et de 10,00 % à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2009 (9,32 % pour 2008) appliqué à une structure du capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres attribuables aux actions ordinaires. En date du 1<sup>er</sup> janvier 2010, la composante capitaux propres réputée de la structure du capital de TGI a augmenté pour s'établir à 40 % de capitaux propres attribuables aux actions ordinaires. Le RCP autorisé de FortisBC était de 8,87 % pour 2009 (9,02 % pour 2008) appliqué à une structure du capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres attribuables aux actions ordinaires.

Auparavant, le RCP autorisé de TGI, de TGVI et de FortisBC était ajusté chaque année au moyen d'une formule d'ajustement automatique des prévisions modifiées à l'égard du rendement des obligations à long terme du Canada. En date du 1<sup>er</sup> juillet 2009, la BCUC a fixé le RCP autorisé de TGI et TGVI respectivement à 9,50 % et 10,00 %, et en date du 1<sup>er</sup> janvier 2010, a fixé le RCP autorisé de FortisBC à 9,90 %. La BCUC a établi que l'ancienne formule d'ajustement automatique utilisée pour établir le RCP sur une base annuelle ne s'appliquait plus tant que la BCUC n'aurait pas procédé à un réexamen.

### *FortisAlberta*

FortisAlberta est régie par l'Alberta Utilities Commission (« AUC »), en vertu de l'*Electric Utilities Act* (Alberta), de la *Public Utilities Board Act* (Alberta), de la *Hydro and Electric Energy Act* (Alberta) et de l'*Alberta Utilities Commission Act* (Alberta). L'AUC administre ces lois et règlements portant sur la tarification, les taux, la construction, l'exploitation et le financement.

FortisAlberta exerce ses activités en vertu de la réglementation fondée sur le coût du service comme le prescrit l'AUC. L'AUC prescrit l'utilisation d'une année témoin future pour établir les tarifs de distribution et, selon cette méthode, les ordonnances tarifaires rendues par l'AUC établissent les besoins de revenus de la société, soit les revenus nécessaires à la récupération des coûts approuvés liés aux activités de distribution, et prévoient un taux de rendement d'une structure de capital réputée, appliqué à l'actif de la base tarifaire autorisée. Le RCP autorisé de FortisAlberta était de 9,00 % pour 2009 (8,75 % pour 2008) appliqué à une structure du capital réputée comprendre 41 % de capitaux propres attribuables aux actions ordinaires (37 % pour 2008). La société présente une demande de revenus tarifaires dont la grille est fondée sur ses estimations du coût du service. Une fois que le tarif est approuvé, il n'est pas ajusté même si le coût réel du service diffère du coût estimatif, à l'exception de certains coûts prescrits qui sont admissibles au traitement en compte de report.

Auparavant, le RCP autorisé de FortisAlberta était ajusté chaque année au moyen d'une formule d'ajustement automatique pour tenir compte des prévisions modifiées à l'égard du rendement des obligations à long terme du Canada. Dans sa décision générale sur les coûts en capital de novembre 2009, l'AUC a décidé que le RCP autorisé pour les entreprises de services publics qu'elle régleme en Alberta serait fixé à 9,00 % pour 2009, pour 2010 et, provisoirement, pour 2011, et que la formule d'ajustement automatique utilisée pour établir le RCP ne s'appliquait plus tant que l'AUC n'aurait pas procédé à un réexamen.

### *Newfoundland Power*

Newfoundland Power est régie par le Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities (« PUB ») en vertu de la *Public Utilities Act* (Terre-Neuve-et-Labrador). La *Public Utilities Act* (Terre-Neuve-et-Labrador) attribue au PUB l'exercice de la supervision générale des activités de services publics de la société et l'approbation, entre autres éléments, des tarifs imposés aux clients, des dépenses en immobilisations et des émissions de titres de Newfoundland Power. Newfoundland Power exerce ses activités en vertu de la réglementation fondée sur le coût du service appliquée par le PUB. Le PUB prescrit l'utilisation d'une année témoin future pour établir les tarifs et, selon cette méthode, la prévision du rendement de la base tarifaire approuvée et de la structure du capital réputée, de même que des coûts raisonnables et prudents, établit les besoins de revenus sur lesquels les tarifs imposés aux clients de Newfoundland Power sont fondés dans le cadre d'une demande tarifaire générale. Bien que le RCP autorisé de Newfoundland Power ait été fixé par le PUB à 9,00 % pour 2010, il est normalement ajusté chaque année, entre les années témoins, au moyen d'une formule d'ajustement automatique pour tenir compte des prévisions modifiées à l'égard du rendement des obligations à long terme du Canada.

Le RCP autorisé de Newfoundland Power était de 8,95 % pour 2009 (8,95 % pour 2008) appliqué à une structure du capital réputée comprendre 45 % de capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires. La société présente une demande de revenus tarifaires dont la grille est fondée sur ses estimations du coût du service. Une fois que le tarif est approuvé, il n'est pas ajusté même si le coût réel du service diffère du coût estimatif, à l'exception de certains coûts prescrits qui sont admissibles au traitement en compte de report.

### *Maritime Electric*

Maritime Electric exerce ses activités selon un modèle réglementaire fondé sur le coût du service comme prescrit par la Island Regulatory and Appeals Commission (« IRAC ») en vertu des dispositions de la *Electric Power Act* (Île-du-Prince-Édouard). L'IRAC établit les tarifs d'électricité en fonction d'une année témoin future et, selon cette méthode, les ordonnances tarifaires sont rendues en fonction des coûts estimatifs et prévoient un taux de rendement approuvé d'une structure du capital réputée, appliqué à l'actif de la base tarifaire autorisée. Le RCP autorisé de Maritime Electric était de 9,75 % pour 2009 (10,00 % pour 2008) en fonction d'une structure du capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres attribuables aux actions ordinaires. Maritime Electric présente une demande de revenus tarifaires dont la grille est fondée sur ses estimations du coût du service. Une fois que le tarif est approuvé, il n'est pas ajusté même si le coût réel du service diffère du coût estimatif, à l'exception de certains coûts prescrits qui sont admissibles au traitement en compte de report.

### *FortisOntario*

Énergie Niagara, Algoma Power et Cornwall Electric exercent leurs activités en vertu de la *Loi sur l'électricité* (Ontario) et de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* (Ontario) appliquées par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »). Énergie Niagara et Algoma Power sont assujetties à une réglementation fondée sur le coût du service, et son bénéfice est réglementé d'après le rendement de la base tarifaire, majoré d'une récupération des coûts de distribution autorisés. Le RCP autorisé d'Énergie Niagara était de 8,01 % pour 2009 (9,00 % pour 2008) appliqué à une structure du capital réputée comprendre 43,3 % de capitaux propres attribuables aux actions ordinaires (46,7 % pour 2008). En 2008, les tarifs de distribution d'électricité d'Énergie Niagara étaient fondés sur les coûts provenant d'une année témoin historique 2004, tandis qu'en date du 1<sup>er</sup> mai 2009, les tarifs de distribution d'électricité ont été rajustés en fonction des coûts prévus pour 2009. Selon le plan de la CEO, la structure du capital de cette entreprise de service public sera modifiée pour comprendre 40 % de capitaux propres attribuables aux actions ordinaires en 2010. Les tarifs de distribution d'électricité d'Algoma Power pour 2009 étaient fondés sur les coûts provenant d'une année témoin historique 2007. Le RCP autorisé d'Algoma Power était de 8,57 % pour 2009 en fonction d'une structure du capital réputée comprendre 50 % de capitaux propres attribuables aux actions ordinaires. En 2008, la CEO a approuvé

31 décembre 2009 et 2008

## 2. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

### Réglementation (suite)

L'utilisation et la mise en œuvre du programme de subventions appelé « Protection de la tarification en régions rurales et éloignées », qui s'applique à Algoma Power. Ces subventions visent à combler l'écart entre les besoins de revenus approuvés par la CEO et les tarifs de distribution d'électricité actuels, rajustés pour tenir compte de l'augmentation moyenne des tarifs dans la province d'Ontario.

Cornwall Electric, qui échappe à plusieurs exigences des lois mentionnées ci-dessus, est aussi assujettie à un accord de concession de 35 ans avec la Ville de Cornwall, venant à échéance en 2033. En vertu de ce mécanisme d'établissement des tarifs, ces derniers sont plafonnés et les variations des coûts d'approvisionnement sont transmises à la clientèle. Les besoins de revenus sont ajustés annuellement pour tenir compte de l'inflation ainsi que de la croissance de la charge et de la clientèle.

#### *Belize Electricity*

Belize Electricity est réglementée par la Public Utilities Commission (« PUC ») aux termes de l'*Electricity Act* (Belize), des *Electricity (Tariffs, Charges and Quality of Service Standards) By-Laws* (Belize) et de la *Public Utilities Commission Act* (Belize). La PUC supervise les tarifs qui peuvent être imposés à l'égard des services publics ainsi que les normes qui doivent être respectées relativement à ces services et établit les tarifs en fonction d'une année témoin future. En outre, la PUC se charge d'émettre les permis et de surveiller et de faire respecter les conditions des permis. Au Belize, le tarif de base de l'électricité comporte deux volets. Le premier est la distribution à valeur ajoutée et le second, les coûts du combustible et de l'électricité achetée, y compris les coûts variables de production, qui sont transmis dans les tarifs imposés à la clientèle. Le volet de la distribution à valeur ajoutée du tarif autorise l'entreprise à récupérer ses charges d'exploitation, de transport et de distribution, ses impôts, ses frais d'amortissement et le rendement de l'actif de la base tarifaire autorisé (« RAB »). Le RAB autorisé de Belize Electricity pour 2009 était de 10,00 % (de 10,00 % à 15,00 % de janvier à juin 2008 et de 10,00 % à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2008).

#### *Caribbean Utilities*

Caribbean Utilities produit et distribue de l'électricité dans sa zone de concession de l'île Grand Caïman, aux îles Caïmans, en vertu d'une licence du gouvernement des îles Caïmans depuis le 10 mai 1966. Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2008, de nouvelles licences ont été accordées à Caribbean Utilities. La nouvelle licence de transport et de distribution exclusive est en vigueur pour une période initiale de 20 ans, venant à échéance en avril 2028, et comporte une disposition de renouvellement automatique. La nouvelle licence de production est en vigueur pour une période de 21,5 ans, venant à échéance en septembre 2029. Les licences prévoient un mécanisme de plafonnement et d'ajustement des tarifs fondé sur les indices des prix à la consommation publiés. Les tarifs d'électricité pour 2009, qui ont pris effet le 1<sup>er</sup> juin, ont été fixés conformément aux licences, maintenant ainsi le RAB autorisé dans une fourchette cible de 9,00 % à 11,00 % (de 9,00 % à 11,00 % pour 2008). Les licences précisent le rôle de l'Electricity Regulatory Authority, laquelle gère les licences, élabore les normes régissant les licences et veille à leur respect, examine le mécanisme de plafonnement et d'ajustement des tarifs et approuve les dépenses en immobilisations annuellement.

#### *Fortis Turks and Caicos*

Fortis Turks and Caicos fournit de l'électricité dans les îles Providenciales, North Caicos et Middle Caicos par l'intermédiaire de PPC, et dans l'île South Caicos par l'intermédiaire d'Atlantic en vertu de licences d'une durée de 50 ans datées respectivement de janvier et d'octobre 1987 et de novembre 1986 (collectivement, les « ententes »). Entre autres éléments, les ententes décrivent le processus d'établissement des tarifs d'électricité par le gouvernement des îles Turks et Caicos au moyen d'une année témoin future afin de fournir à Fortis Turks and Caicos un RAB autorisé de 17,50 % (le « bénéfice d'exploitation autorisé ») selon une base tarifaire calculée, et comprennent les intérêts sur les manques à gagner entre le bénéfice d'exploitation réel et le bénéfice d'exploitation autorisé sur une base cumulative (le « manque à gagner cumulatif »).

Fortis Turks and Caicos soumet des demandes annuelles au gouvernement des îles Turks et Caicos calculant le montant du bénéfice d'exploitation autorisé et du manque à gagner cumulatif. Les demandes pour 2009 sollicitaient un bénéfice d'exploitation autorisé pour 2009 de 24 millions \$ (21 millions \$ US) et un manque à gagner cumulatif au 31 décembre 2009 de 37 millions \$ (32 millions \$ US). Fortis Turks and Caicos a un droit légal, en vertu des ententes, de demander une augmentation des tarifs d'électricité pour commencer à récupérer le manque à gagner cumulatif. Cette récupération, toutefois, serait tributaire des volumes de ventes et des charges futurs.

### Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent l'encaisse et les dépôts à court terme comportant une échéance de trois mois ou moins à compter de la date d'acquisition.

### Stocks

Les stocks sont évalués au coût moyen pondéré ou à la valeur de réalisation nette, selon le moindre des deux montants. Lorsque les circonstances ayant antérieurement causé la dépréciation des stocks en deçà de leur coût n'existent plus, le montant de la dépréciation fait l'objet d'une reprise.

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2008, la Société a adopté le chapitre 3031 du *Manuel de l'ICCA*, « Stocks », et des stocks de 26 millions \$ à cette date ont été reclassés à titre d'immobilisations de services publics, puisqu'ils étaient détenus aux fins de la mise en valeur, de la construction et de l'entretien d'autres immobilisations de services publics.

### Immobilisations de services publics

Les immobilisations de services publics de Newfoundland Power sont présentées aux valeurs approuvées par le PUB au 30 juin 1966, majorées des ajouts ultérieurs au coût. Les immobilisations de services publics de Caribbean Utilities sont présentées selon des valeurs d'expertise au 30 novembre 1984, majorées des ajouts ultérieurs au coût. Les immobilisations de services publics de Fortis Turks and Caicos sont présentées selon des valeurs d'expertise au 18 septembre 1986. Les ajouts ultérieurs sont présentés au coût, à l'exception des réseaux de distribution des îles Middle Caicos, North Caicos et South Caicos, transférés par le gouvernement des îles Turks et Caicos à Fortis Turks and Caicos en vertu des ententes pour une contrepartie totalisant 2,00 \$ US, selon les documents comptables des sociétés. Les immobilisations de services publics de toutes les autres activités de services publics sont présentées au coût.

Les apports sous forme d'aide à la construction représentent les montants versés par la clientèle et les gouvernements au titre du coût des immobilisations de services publics. Ces apports sont portés en réduction du coût des immobilisations de services publics et sont réduits annuellement d'un montant égal à la dotation aux amortissements des actifs connexes.

Comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, la dotation aux amortissements de FortisAlberta, Newfoundland Power et Maritime Electric comprend un montant autorisé aux fins réglementaires au titre des coûts futurs d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération. Le montant prévu de la dotation aux amortissements est comptabilisé à titre de passif réglementaire à long terme. Les coûts réels d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, sont portés en réduction du passif réglementaire lorsqu'ils sont engagés. Au 31 décembre 2009, le passif réglementaire à long terme au titre des coûts futurs d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux était de 326 millions \$ (325 millions \$ au 31 décembre 2008) (note 4 *xvi*)).

Comme l'autorise l'organisme de réglementation, les sociétés Terasen Gas et FortisBC comptabilisent les coûts réels d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, en les imputant à l'amortissement cumulé. Avant le quatrième trimestre de 2009, FortisBC avait estimé un montant, dans la dotation aux amortissements, représentant une provision pour les coûts futurs d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux. Compte tenu de nouvelles informations dont la société disposait à la fin de 2009, FortisBC croit maintenant qu'il serait plus approprié que la portion de la dotation aux amortissements et de l'amortissement cumulé connexe qui avait précédemment été estimée au titre de la provision pour les coûts futurs d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux soit présentée à titre d'amortissement cumulé plutôt qu'à titre de provision pour les coûts futurs d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux dans les passifs réglementaires. Ainsi, l'information présentée sur les incidences de la réglementation sur FortisBC (note 30) serait plus fiable et plus pertinente.

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2010, comme l'exige l'organisme de réglementation, les sociétés Terasen Gas doivent comptabiliser les coûts réels d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, à titre de charges d'exploitation qui seront recouvrées auprès des clients dans les tarifs courants. Tout écart entre les coûts nets prévus d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux qui servent à établir les tarifs à la consommation et les coûts nets réels est assujéti au traitement en compte de report.

FortisOntario, Belize Electricity, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos comptabilisent en résultat les coûts d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux dans la période au cours de laquelle ils ont été engagés. Ces coûts n'ont pas eu d'incidence importante sur les bénéfices de 2009 et de 2008 de la Société.

Au moment de la mise hors service ou de la cession d'immobilisations de services publics, le coût en capital des immobilisations est imputé à l'amortissement cumulé par les sociétés Terasen Gas, FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric, Belize Electricity et, à compter de mai 2008, Caribbean Utilities, comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, sans qu'aucune perte, le cas échéant, ne soit reflétée dans les résultats. Il est prévu que toute perte imputée à l'amortissement cumulé sera reflétée dans la dotation aux amortissements future lorsqu'elle sera récupérée à même les tarifs de gaz et d'électricité imposés à la clientèle. Pour FortisOntario et Fortis Turks and Caicos, toute valeur comptable nette résiduelle, déduction faite du produit de récupération, au moment de la mise hors service ou de la cession d'immobilisations de services publics, est immédiatement comptabilisée en résultat. En l'absence de réglementation des tarifs, toute perte à la mise hors service ou à la cession d'immobilisations de services publics des sociétés Terasen Gas, FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric, Belize Electricity et Caribbean Utilities serait constatée au cours de la période considérée. La perte imputée à l'amortissement cumulé en 2009 s'est établie à environ 37 millions \$ (36 millions \$ en 2008).

Les immobilisations de services publics comprennent les stocks détenus aux fins de l'aménagement, de la construction et de l'entretien d'autres immobilisations de services publics. Lorsqu'ils sont mis en service, les stocks sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée de service estimative des immobilisations de services publics auxquelles ils sont ajoutés.

Les coûts d'entretien et de réparation d'immobilisations de services publics sont comptabilisés en résultat au cours de la période où ils sont engagés, alors que les coûts de remplacement et d'amélioration sont capitalisés.

Conformément aux exigences de leurs organismes de réglementation respectifs, les sociétés Terasen Gas, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric, FortisOntario, Belize Electricity, Fortis Turks and Caicos et, à compter de mai 2008, Caribbean Utilities capitalisent les coûts indirects qui ne sont pas directement attribuables à des immobilisations de services publics précis, mais qui ont trait au programme général de dépenses en immobilisations. La méthode de calcul et d'attribution des coûts indirects généraux capitalisés dans les immobilisations de services publics est établie par l'organisme de réglementation. En l'absence de réglementation des tarifs, seuls les coûts indirects directement attribuables aux activités de construction seraient capitalisés. Les coûts indirects capitalisés (« CIC ») sont imputés aux immobilisations construites et amortis sur leur durée de vie utile estimative. En 2009, les CIC ont totalisé 57 millions \$ (57 millions \$ en 2008).

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2009 et 2008

## 2. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

### Immobilisations de services publics (suite)

Comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, les sociétés Terasen Gas, FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric, Belize Electricity et, à compter de mai 2008, Caribbean Utilities incluent la composante capitaux propres dans la provision pour fonds utilisés pendant la construction (« PFUPC ») qui est incluse dans le coût des immobilisations de services publics. Puisque la PFUPC comprend une composante intérêts et une composante capitaux propres, elle excède le montant qui peut être capitalisé dans des circonstances semblables par des entités non assujetties à la réglementation des tarifs. La PFUPC est déduite des frais financiers, et la PFUPC capitalisée au cours de 2009 s'est établie à 18 millions \$ (13 millions \$ en 2008) (note 18), y compris une composante capitaux propres de 9 millions \$ (6 millions \$ en 2008). La PFUPC est passée en charges au moyen de la dotation aux amortissements sur la durée de service estimative des immobilisations de services publics connexes.

FortisAlberta dispose d'un compte d'ajustement réglementaire de la valeur aux fins fiscales qui représente l'excédent de la valeur fiscale réputée des immobilisations de services publics de la société aux fins de l'établissement des tarifs réglementaires comparativement à la valeur aux fins fiscales de la société aux fins des impôts sur les bénéficiaires. L'ajustement réglementaire de la valeur aux fins fiscales est amorti sur la durée de service estimative des immobilisations de services publics de la société au moyen d'une réduction de la dotation aux amortissements. L'ajustement réglementaire de la valeur aux fins fiscales est porté en réduction des immobilisations de services publics. En 2009, la dotation aux amortissements a été réduite de 4 millions \$ (4 millions \$ en 2008) en raison de l'amortissement de l'ajustement réglementaire de la valeur aux fins fiscales.

Les immobilisations de services publics sont amorties selon la méthode linéaire sur la durée de service estimative des immobilisations. Les taux d'amortissement s'échelonnent de 0,4 % à 33,3 %. Le taux mixte d'amortissement avant réduction pour amortissement des apports sous forme d'aide à la construction en 2009 s'est établi à 3,2 % (3,5 % en 2008). Les fourchettes des durées de service et les durées de service résiduelles moyennes des actifs de distribution, de transport, de production et autres actifs de la Société, aux 31 décembre, se présentaient comme suit.

(années)	2009		2008	
	Fourchette des durées de service moyennes	Durées de service résiduelles moyennes	Fourchette des durées de service moyennes	Durées de service résiduelles moyennes
Distribution				
Gaz	10–50	34	10–50	34
Électricité	5–75	26	5–75	28
Transport				
Gaz	10–50	33	10–50	34
Électricité	10–75	34	10–75	34
Production	5–75	31	5–75	31
Divers	5–70	13	5–70	12

### Biens productifs

Les biens productifs de Fortis Properties, qui comprennent les immeubles de bureaux, les galeries marchandes, les hôtels, les terrains ainsi que l'équipement et les incitatifs à la location connexes, sont comptabilisés au coût. Les immeubles sont amortis selon la méthode linéaire sur une durée de vie utile estimative de 60 ans. Fortis Properties amortit les incitatifs à la location sur les durées initiales des contrats de location connexes. La durée des contrats de location est d'au plus 20 ans. L'équipement est comptabilisé au coût et est amorti linéairement sur une durée de 2 à 25 ans.

Les coûts d'entretien et de réparation des biens productifs sont comptabilisés en résultat au cours de la période pendant laquelle ils sont engagés, alors que les coûts de remplacement et d'amélioration sont capitalisés.

### Contrats de location

Les contrats de location qui transfèrent à la Société la quasi-totalité des risques et des avantages inhérents à la propriété des éléments loués sont capitalisés à la valeur actualisée des paiements locatifs minimaux. Les contrats de location-acquisition sont amortis sur la durée du contrat. Les paiements relatifs aux contrats de location-exploitation sont passés en charges linéairement sur la durée du contrat.

### Actifs incorporels

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2009, la Société a adopté rétroactivement le nouveau chapitre 3064 du *Manuel de l'ICCA*, « Écarts d'acquisition et actifs incorporels ». Ce chapitre, qui remplace le chapitre 3062, « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels », et le chapitre 3450, « Frais de recherche et de développement », établit les normes de comptabilisation, d'évaluation et d'information applicables aux écarts d'acquisition et aux actifs incorporels. Au 31 décembre 2008, l'adoption du chapitre 3064 appliqué de manière rétroactive a entraîné un reclassement de 264 millions \$ aux actifs incorporels et des diminutions connexes de 262 millions \$ aux immobilisations de services publics, de 1 million \$ aux biens productifs et de 1 million \$ aux autres actifs en raison du reclassement de la valeur comptable nette des droits fonciers, de transport et relatifs à l'eau, des coûts des logiciels, des redevances de franchise, des contrats des clients et des autres frais.

Les actifs incorporels se composent des coûts des logiciels; des droits fonciers, de transport et relatifs à l'eau; des redevances de franchise; des contrats des clients; et des actifs en construction. Les actifs incorporels sont constatés au coût moins l'amortissement cumulé.

La durée de vie utile des actifs incorporels est évaluée comme étant limitée ou indéfinie. Les actifs incorporels ayant une durée de vie limitée sont amortis sur leur durée de vie utile et font l'objet d'une évaluation visant à déterminer s'il y a eu dépréciation lorsqu'il y a indication que l'actif incorporel pourrait avoir subi une dépréciation. Les taux d'amortissement des actifs incorporels réglementés sont approuvés par les organismes de réglementation respectifs et, dans le cas des actifs incorporels non réglementés, nécessitent l'utilisation d'estimations de la durée de vie utile des actifs.

Les actifs incorporels sont sortis du bilan au moment de leur cession ou lorsqu'on ne prévoit tirer aucun avantage économique futur de leur utilisation. Au moment de la mise hors service ou de la cession des actifs incorporels, le coût en capital des immobilisations est imputé à l'amortissement cumulé par les sociétés Terasen Gas, FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric, Belize Electricity et, à compter de mai 2008, Caribbean Utilities, comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, sans qu'aucune perte, le cas échéant, ne soit reflétée dans les résultats. Il est prévu que toute perte imputée à l'amortissement cumulé sera reflétée dans la dotation aux amortissements future lorsqu'elle sera récupérée à même les tarifs de gaz et d'électricité imposés à la clientèle. Pour FortisOntario et Fortis Turks and Caicos, toute valeur comptable nette résiduelle, déduction faite du produit de récupération, au moment de la mise hors service ou de la cession des actifs incorporels, est immédiatement comptabilisée en résultat. En l'absence de réglementation des tarifs, toute perte à la mise hors service ou à la cession des actifs incorporels des sociétés Terasen Gas, FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric, Belize Electricity et Caribbean Utilities serait constatée au cours de la période considérée. La perte imputée à l'amortissement cumulé en 2009 s'est établie à environ 1 million \$ (néant en 2008).

Les actifs incorporels à durée de vie indéfinie font l'objet d'une évaluation annuelle visant à déterminer s'il y a eu dépréciation, soit individuellement ou au niveau de l'unité d'exploitation. Ces actifs incorporels ne sont pas amortis. La durée de vie utile d'un actif incorporel à durée de vie indéfinie est remise en question chaque année afin de déterminer s'il convient toujours d'établir que leur durée de vie utile est indéfinie. Si ce n'est pas le cas, l'évaluation de la durée de vie utile passe, sur une base prospective, d'indéfinie à limitée.

Les actifs incorporels sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée de service estimative des immobilisations. Les taux d'amortissement s'échelonnent de 1,6 % à 20,0 %. Les fourchettes des durées de service et les durées de service résiduelles moyennes des actifs incorporels à durée de vie limitée au 31 décembre 2009 se présentaient comme suit.

<i>(années)</i>	<b>Fourchette des durées de service</b>	<b>Durées de service résiduelles moyennes</b>
Logiciels	5–10	5
Droits fonciers, de transport et relatifs à l'eau	15–61	37
Redevances de franchise, contrats des clients et autres actifs	4–40	6

### Dépréciation d'actifs à long terme

La Société révisé l'évaluation des immobilisations de services publics, des biens productifs, des actifs incorporels à durée de vie limitée et d'autres actifs à long terme lorsque des événements ou des changements de circonstances indiquent que la valeur comptable d'un actif excède le montant total des flux de trésorerie non actualisés attendus de son utilisation et de sa cession éventuelle. Une moins-value, égale à l'écart entre la valeur comptable d'un actif et sa juste valeur, qui est établie à l'aide de techniques d'actualisation, est comptabilisée en résultat au cours de la période où la réduction de valeur est décelée. Il n'y a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés découlant d'une réduction de valeur des actifs pour les exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008.

Le test de dépréciation pour les actifs de production non réglementée est différent de celui appliqué aux actifs de services publics réglementés. Puisque chaque centrale électrique non réglementée apporte une source de rentrées de fonds distincte, chaque centrale fait l'objet d'un test distinct, et une moins-value est comptabilisée si les rentrées de fonds futures ne sont plus suffisantes pour recouvrer la valeur comptable de la centrale. Le test de dépréciation des actifs de services publics réglementés est exécuté au niveau des entreprises pour établir si les actifs ont subi une moins-value. Le recouvrement de la valeur comptable d'un actif réglementaire, y compris un juste taux de rendement du capital ou des actifs, provient des tarifs de gaz et d'électricité imposés à la clientèle approuvés par les organismes de réglementation respectifs. Les rentrées de fonds des sociétés réglementées ne sont pas directement rattachées à des actifs mais sont plutôt mises en commun pour l'ensemble des entreprises réglementées.

### Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente, à une date d'acquisition, l'excédent du prix d'achat sur la juste valeur des montants nets attribués aux actifs individuels acquis et aux passifs individuels pris en charge dans le cadre d'une acquisition d'entreprise. L'écart d'acquisition est comptabilisé au coût initial moins tout amortissement antérieur et toute moins-value pour dépréciation. La Société est tenue de faire un test de dépréciation annuel, et toute provision pour moins-value est comptabilisée en résultat. Au cours de 2009, Fortis a changé la date du test de dépréciation de l'écart d'acquisition annuel, la faisant passer du 31 juillet au 1<sup>er</sup> octobre afin de la rapprocher de la période de préparation des budgets financiers annuels de la Société et de ses filiales. Par conséquent, étant donné la situation de la Société, cette modification comptable est préférable. Le changement de la date du test n'a pas eu pour effet de retarder, d'accélérer ou d'éviter une perte de valeur. La Société a procédé au test de dépréciation annuel de l'écart d'acquisition au 31 juillet 2009, puis à nouveau le 1<sup>er</sup> octobre 2009. La modification de la date du test n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés de 2009.

31 décembre 2009 et 2008

## 2. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

### Écart d'acquisition (suite)

Pour évaluer la moins-value, la juste valeur de chacune des unités d'exploitation de la Société est établie et comparée à sa valeur comptable. Si la juste valeur de l'unité d'exploitation est inférieure à sa valeur comptable, on procède à un deuxième test pour établir le montant de la moins-value. Le montant de la moins-value est établi en déduisant la juste valeur des actifs et des passifs de l'unité d'exploitation de la juste valeur de l'unité d'exploitation, pour déterminer la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition, puis en comparant ce montant à la valeur comptable de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation. Tout excédent de la valeur comptable de l'écart d'acquisition sur sa juste valeur implicite correspond au montant de la moins-value. En plus du test de dépréciation annuel, la Société procède aussi à un test de dépréciation si un événement ou un changement de circonstances se produit qui laisse croire que la juste valeur d'une unité d'exploitation pourrait être inférieure à sa valeur comptable. Aucune provision pour moins-value de l'écart d'acquisition n'a été constituée pour les exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008.

### Avantages sociaux futurs

#### *Régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées*

La Société et ses filiales maintiennent chacune un régime ou une combinaison de régimes de retraite à prestations déterminées, de régimes de retraite à cotisations déterminées et de régimes enregistrés d'épargne-retraite (« REER ») collectifs à l'intention de leurs employés. Les coûts des régimes de retraite à cotisations déterminées et des REER sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés. L'obligation au titre des prestations constituées et la valeur du coût des régimes de retraite à prestations déterminées sont établies au moyen de calculs actuariels selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services ainsi que d'après les meilleures estimations de la direction à l'égard du taux d'actualisation, du rendement prévu des placements des régimes, du taux d'accroissement des salaires et de l'âge des employés au moment de leur départ à la retraite.

Sauf pour les sociétés Terasen Gas et Newfoundland Power, les actifs des régimes de retraite sont évalués à leur juste valeur. Pour les sociétés Terasen Gas et Newfoundland Power, les actifs des régimes sont évalués en utilisant la valeur de marché, de telle sorte que les rendements des placements supérieurs ou inférieurs aux rendements prévus sont constatés dans la valeur des actifs sur une période de trois ans.

L'excédent du gain actuariel cumulé net (de la perte actuarielle cumulée nette) sur 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la juste valeur des actifs des régimes (la valeur de marché des actifs des régimes pour les sociétés Terasen Gas et Newfoundland Power), selon le plus élevé des deux montants, au début de l'exercice de même que les coûts au titre des services passés non amortis sont reportés et amortis sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs.

Le 1<sup>er</sup> janvier 2000, Newfoundland Power a adopté de manière prospective le chapitre 3461 du *Manuel de l'ICCA*, « Avantages sociaux futurs ». La société amortit l'obligation transitoire qui en découle selon la méthode linéaire sur 18 ans, soit la durée moyenne résiduelle prévue d'activité des membres du régime à ce moment.

Comme approuvé par l'organisme de réglementation concerné, le coût des régimes de retraite à prestations déterminées de FortisAlberta est récupéré dans les tarifs imposés à la clientèle en fonction des paiements au comptant versés.

Tout écart entre la charge de retraite constatée selon les PCGR du Canada et la charge recouvrée auprès de la clientèle dans les tarifs courants à l'égard des régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées – qui devrait être recouvré ou remboursé dans les tarifs futurs imposés à la clientèle – est assujéti au report (note 4 xi)).

#### *Régimes supplémentaires de retraite et d'avantages complémentaires de retraite (« ACR »)*

La Société, les sociétés Terasen Gas, FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric et FortisOntario offrent aussi des avantages complémentaires de retraite au moyen de régimes à prestations déterminées, y compris certaines couvertures d'assurance maladie et dentaire, à des membres admissibles.

En outre, la Société, les sociétés Terasen Gas, FortisAlberta, Newfoundland Power et Maritime Electric fournissent une allocation de retraite et des régimes supplémentaires de retraite à certains de leurs cadres. L'obligation au titre des prestations constituées et la valeur du coût lié aux régimes supplémentaires et d'ACR sont établies au moyen de calculs actuariels selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services ainsi que d'après les meilleures hypothèses estimatives. L'excédent du gain actuariel cumulé net (de la perte actuarielle cumulée nette) sur 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées au début de l'exercice et les coûts au titre des services passés non amortis sont reportés et amortis sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs.

Comme approuvé par les organismes de réglementation respectifs, le coût des régimes d'ACR de retraite de FortisAlberta et de Newfoundland Power sont récupérés à même les tarifs imposés à la clientèle en fonction des paiements au comptant versés. Le coût lié aux régimes supplémentaires de retraite de FortisAlberta est aussi récupéré à même les tarifs imposés à la clientèle en fonction des paiements au comptant versés.

Tout écart entre la charge constatée selon les PCGR du Canada et la charge recouvrée auprès de la clientèle dans les tarifs courants à l'égard des régimes d'ACR et des régimes supplémentaires de retraite – qui devrait être recouvré ou remboursé à même les tarifs futurs imposés à la clientèle – est assujéti au report (note 4 v)).

### Rémunération à base d'actions

La Société comptabilise une charge de rémunération à l'émission d'options sur actions attribuées en vertu de son régime d'options sur actions de 2002 (« le régime de 2002 ») et de son régime d'options sur actions de 2006 (« le régime de 2006 ») (note 16). La charge de rémunération est évaluée à la date d'attribution selon le modèle de Black et Scholes et est amortie sur la période d'acquisition des droits de quatre ans des options attribuées, les options sur actions éteintes étant constatées dans la période au cours de laquelle l'extinction est survenue.

Une augmentation du surplus d'apport d'un montant égal à la charge de rémunération annuelle liée à l'émission d'options sur actions est aussi comptabilisée. Au moment de l'exercice, le produit des options est porté au crédit du capital social aux prix de l'option, et la juste valeur des options, antérieurement comptabilisée, est reclassée par transfert du surplus d'apport au capital social. L'exercice d'options à un prix inférieur au cours du marché a un effet dilutif sur le capital social et les capitaux propres.

La Société comptabilise aussi une charge de rémunération pour les régimes d'unités d'actions à dividende différé (« UAD ») et d'unités d'actions liées au rendement (« UAR ») des administrateurs selon une méthode axée sur la juste valeur, en constatant linéairement une charge de rémunération sur la période d'acquisition des droits. La juste valeur des passifs liés aux UAD et aux UAR est fondée sur le cours de clôture de l'action ordinaire de la Société à la fin de chaque période financière.

### Conversion des devises

Les actifs et les passifs des établissements étrangers, qui sont tous autonomes et libellés en dollars américains ou en une monnaie dont la valeur est fondée sur celle du dollar américain, sont convertis au taux de change en vigueur à la date des bilans. La monnaie de présentation de Belize Electricity est le dollar bélizien, alors que celle de Caribbean Utilities, de FortisUS Energy, de BECOL et de Fortis Turks and Caicos est le dollar américain. La valeur du dollar bélizien (\$ BZ) est fondée sur celle du dollar américain selon le rapport 2,00 \$ BZ pour 1,00 \$ US. Le taux de change en vigueur au 31 décembre 2009 était de 1,00 \$ US = 1,05 \$ CA (1,00 \$ US = 1,22 \$ CA au 31 décembre 2008). Les gains et les pertes de change latents qui en découlent sont cumulés et présentés sous une rubrique distincte des capitaux propres, soit le cumul des autres éléments du résultat étendu, et la variation de la période écoulée est comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu. Les produits et les charges sont convertis au taux de change moyen en vigueur au cours de la période.

Les gains et les pertes de change sur titres de créance à long terme libellés en devises désignés à titre de couverture efficace des investissements nets dans des établissements étrangers sont comptabilisés séparément dans les autres éléments du résultat étendu.

Les actifs et les passifs monétaires libellés en devises sont convertis au taux de change en vigueur à la date du bilan. Les produits et les charges libellés en devises sont convertis au taux de change en vigueur à la date de la transaction. Les gains et les pertes de change sont comptabilisés en résultat.

### Instruments financiers

La Société désigne ses instruments financiers selon l'une des cinq catégories suivantes : i) détenus à des fins de transaction, ii) disponibles à la vente, iii) détenus jusqu'à leur échéance, iv) prêts et créances, ou v) autres passifs financiers. Tous les instruments financiers sont initialement évalués à leur juste valeur. Les instruments financiers classés comme détenus à des fins de transaction ou disponibles à la vente sont par la suite évalués à leur juste valeur, et toute variation de la juste valeur est comptabilisée en résultat pour la première catégorie d'instruments et dans les autres éléments du résultat étendu dans le cas de la seconde catégorie. Tous les autres instruments financiers sont par la suite évalués à leur coût après amortissement.

Les instruments financiers dérivés, y compris les dérivés incorporés dans des instruments financiers ou d'autres contrats qui ne sont pas jugés étroitement liés à l'instrument financier ou au contrat hôte, sont habituellement classés comme détenus à des fins de transaction et, par conséquent, doivent être évalués à leur juste valeur, et toute variation de la juste valeur est comptabilisée en résultat. Si un instrument financier dérivé est désigné à titre d'élément de couverture dans une relation de couverture de flux de trésorerie admissible, la tranche efficace de la variation de la juste valeur est comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu. Toute variation de la juste valeur liée à la tranche inefficace est immédiatement comptabilisée en résultat net. Pour les sociétés Terasen Gas, la différence entre le montant comptabilisé lors d'une variation de la juste valeur d'un instrument financier dérivé, qu'il soit ou non désigné comme constitutif d'une relation de couverture admissible, et le montant recouvré auprès des clients dans les tarifs courants est assujettie au traitement de report réglementaire. Ce montant doit être recouvré auprès des clients ou remboursé aux clients au moyen des tarifs futurs (notes 4 ii) et xii)). De façon générale, la Société limite l'utilisation d'instruments financiers dérivés à ceux qui sont admissibles comme couvertures, comme il est décrit à la rubrique « Relations de couverture ».

La Société a choisi le 1<sup>er</sup> janvier 2003 comme date de transition pour la constatation des dérivés incorporés et, par conséquent, constate à titre d'actifs et de passifs distincts uniquement les dérivés incorporés dans des instruments hybrides émis, acquis ou substantiellement modifiés à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2003. Bien que certains contrats d'emprunt à long terme de la Société comportent des options de paiement anticipé qui sont admissibles à titre de dérivés incorporés aux fins de comptabilisation distincte, aucun de ces dérivés n'a été comptabilisé puisqu'ils ont une incidence négligeable sur les résultats d'exploitation consolidés et la situation financière de la Société.

La convention de la Société prévoit la constatation des coûts de transaction liés aux actifs et aux passifs financiers qui sont classés comme détenus à des fins autres que de transaction à titre d'ajustement du coût de ces actifs et passifs financiers comptabilisés au bilan consolidé. Ces coûts de transaction sont amortis selon la méthode du taux d'intérêt effectif sur la durée de vie de l'instrument financier connexe.

Au premier trimestre 2009, la Société a adopté le nouvel abrégé 173 des délibérations du Comité sur les problèmes nouveaux (« CPN-173 »), *Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers*. Le CPN-173 exige que le risque de crédit de la Société et celui de ses contreparties soient pris en compte dans l'établissement de la juste valeur d'un instrument financier. L'adoption du CPN-173 n'a eu aucune incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société.

Avec prise d'effet le 31 décembre 2009, la Société a adopté les modifications apportées au chapitre 3862 du *Manuel de l'ICCA*, « Instruments financiers – informations à fournir », fournissant de l'information additionnelle sur l'évaluation de la juste valeur des instruments financiers et des informations étoffées sur le risque d'illiquidité. Les modifications établissent un cadre hiérarchique en matière de communication de l'information associé au caractère observable des prix utilisés pour évaluer la juste valeur.

31 décembre 2009 et 2008

## 2. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

### Instruments financiers (suite)

Ce cadre définit trois niveaux de données pour le processus d'évaluation de la juste valeur et requiert que chaque évaluation de la juste valeur soit classée dans le niveau correspondant aux données du niveau le plus bas qui est important par rapport à l'évaluation de la juste valeur dans son intégralité.

Les trois grands niveaux de données définis par la hiérarchie au chapitre 3862 sont comme suit :

- i) Données de niveau 1 – prix (non rajustés) cotés sur des marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques auxquels l'entité comptable a accès à la date d'évaluation;
- ii) Données de niveau 2 – données autres que les prix cotés visés au niveau 1, qui sont observables pour l'actif ou le passif, directement (à savoir des prix) ou indirectement (à savoir des dérivés de prix); et
- iii) Données de niveau 3 – données relatives à l'actif ou au passif qui ne sont pas fondées sur des données de marché observables (données non observables). Ces données non observables reflètent les propres hypothèses de l'entité au sujet des hypothèses que les participants du marché utiliseraient pour établir les prix de l'actif ou du passif et se fondent sur les meilleures informations disponibles dans les circonstances, qui pourraient inclure les données de l'entité comptable.

Des informations additionnelles sont fournies à la note 25.

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2008, la Société a adopté les chapitres 3862, « Instruments financiers – informations à fournir », et 3863, « Instruments financiers – présentation », du *Manuel de l'ICCA*, selon lesquels la Société est tenue de fournir des informations tant qualitatives que quantitatives qui permettent aux utilisateurs des états financiers d'évaluer la nature et l'étendue des risques liés aux instruments financiers auxquels la Société est exposée. Les informations figurent aux notes 25 et 26.

### Relations de couverture

Au 31 décembre 2009, les relations de couverture de la Société étaient composées d'un contrat de swap de taux d'intérêt, d'un contrat de change à terme, de dérivés sur gaz naturel et d'emprunts en dollars américains. Les instruments financiers dérivés sont uniquement utilisés pour gérer le risque et ne sont pas utilisés à des fins de transaction.

Fortis Properties a désigné son contrat de swap de taux d'intérêt comme une couverture du risque de flux de trésorerie lié à la dette à long terme à taux variable. Le contrat de swap de taux d'intérêt est évalué à la valeur actualisée de ses flux de trésorerie futurs selon les courbes de taux d'intérêt futurs publiées. La juste valeur du contrat de swap de taux d'intérêt, qui fait partie d'une relation de couverture efficace, et les variations futures de cette juste valeur sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu.

Le contrat de change à terme est détenu par TGVI et couvre le risque de flux de trésorerie à l'égard d'environ 15 millions \$ US qui restent à payer en vertu d'un contrat visant la construction d'une installation de stockage de gaz naturel liquéfié (« GNL »). La juste valeur du contrat de change à terme est calculée en utilisant la valeur actualisée de ses flux de trésorerie selon un taux de change du marché et la courbe des taux de change à terme. Une variation de la juste valeur du contrat de change à terme est reportée à titre d'actif ou de passif réglementaire aux fins de recouvrement auprès des clients ou de remboursement à ces derniers dans les tarifs futurs, si l'organisme de réglementation le permet.

Les dérivés sur gaz naturel servent à fixer le prix d'achat réel du gaz naturel, la majorité des contrats d'approvisionnement en gaz naturel des sociétés Terasen Gas étant assortis de prix variables au lieu de prix fixes. La juste valeur des dérivés sur gaz naturel est calculée en utilisant la valeur actualisée de leurs flux de trésorerie selon les courbes des cours du marché et des taux à terme relatives aux prix du gaz naturel.

La juste valeur du contrat de change à terme et celle des dérivés sur gaz naturel sont des estimations des montants que les sociétés Terasen Gas recevraient ou paieraient si elles étaient dans l'obligation d'acquitter toutes les obligations contractuelles en cours à la date du bilan. Au 31 décembre 2009, aucun des dérivés sur gaz naturel n'était désigné pour couvrir les contrats d'approvisionnement en gaz naturel. Néanmoins, une variation de la juste valeur des dérivés sur gaz naturel est reportée à titre d'actif ou de passif réglementaire aux fins de recouvrement auprès des clients ou de paiement aux clients dans les tarifs futurs si l'organisme de réglementation le permet.

Le bénéfice que la Société tire des filiales étrangères autonomes et les investissements nets qu'elle a dans ces dernières sont exposés aux fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. La Société a efficacement réduit cette exposition au moyen d'emprunts en dollars américains par le siège social. La Société a désigné la dette à long terme en dollars américains contractée par le siège social à titre de couverture du risque de change lié à ses investissements nets dans les filiales étrangères autonomes. Les gains et les pertes de change latents sur la dette à long terme libellée en dollars américains et les pertes et les gains de change latents partiellement compensatoires sur les investissements nets dans des établissements étrangers sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu.

### Impôts sur les bénéfices

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2009, Fortis constate de manière rétroactive les actifs et les passifs d'impôts futurs et les passifs et actifs réglementaires connexes, sans retraitement des périodes antérieures, qui sont liés au montant des impôts futurs censés être remboursés aux clients ou récupérés auprès des clients dans les tarifs futurs de gaz et d'électricité. Avant le 1<sup>er</sup> janvier 2009, les sociétés Terasen Gas, FortisAlberta, FortisBC et Newfoundland Power utilisaient la méthode des impôts exigibles pour comptabiliser les impôts. L'incidence de l'adoption du chapitre 3465, dans sa version modifiée, « Impôts sur les bénéfices », sur les états financiers consolidés de la Société, au 1<sup>er</sup> janvier 2009, comprend une augmentation du total des passifs d'impôts futurs et des actifs d'impôts futurs respectivement de 491 millions \$ et 24 millions \$; une hausse des actifs et des passifs réglementaires respectivement de 535 millions \$ et 59 millions \$; et une augmentation nette combinée de 9 millions \$ des impôts à payer, des crédits reportés, des autres actifs, des immobilisations de services publics et de l'écart d'acquisition

associée au reclassement des impôts futurs qui étaient auparavant portés en déduction des éléments respectifs du bilan. Les actifs et les passifs d'impôts futurs tiennent compte des incidences fiscales futures qu'aurait le règlement ultérieur des actifs et des passifs réglementaires connexes à même les tarifs imposés à la clientèle.

La Société et ses filiales appliquent la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. Selon cette méthode, des actifs et des passifs d'impôts futurs sont constatés à hauteur des écarts temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs, ainsi que de l'avantage attribuable aux pertes pouvant être reportées à des exercices futurs aux fins fiscales et dont la réalisation est probable. Les actifs et les passifs d'impôts futurs sont évalués selon les taux d'imposition en vigueur ou pratiquement en vigueur et les lois qui seront en vigueur lorsque les écarts devraient se résorber ou être réglés. L'incidence d'une modification des taux d'imposition sur les actifs et les passifs d'impôts futurs est comptabilisée en résultat pendant la période où la modification a lieu. La charge (le recouvrement) d'impôts de l'exercice est constaté(e) à hauteur des impôts à payer (à recevoir) estimatifs pour l'exercice.

Comme l'ont approuvé leurs organismes de réglementation respectifs, les sociétés Terasen Gas, FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power et FortisOntario recouvrent la charge d'impôts dans les tarifs des clients à partir seulement des impôts sur les bénéfices qui sont actuellement exigibles aux fins de la réglementation, sauf pour certains comptes de report prescrits expressément par les organismes de réglementation respectifs. Par conséquent, les tarifs courants imputés à la clientèle ne comprennent pas le recouvrement d'impôts futurs liés aux écarts temporaires entre la valeur fiscale des actifs et des passifs et leur valeur comptable aux fins réglementaires, puisque ces impôts devraient être recouverts à même les tarifs imposés lorsqu'ils deviendront exigibles. Les entreprises de services publics ci-dessus constatent un actif ou un passif réglementaire compensatoire pour les montants d'impôts qui devraient être recouverts à même les tarifs lorsqu'ils deviennent exigibles.

Tout écart entre la charge constatée selon les PCGR du Canada et la charge recouvrée auprès de la clientèle dans les tarifs courants à l'égard de la charge d'impôts dont le recouvrement, ou le remboursement, à même les tarifs futurs imposés à la clientèle est prévu, est assujetti au report (note 4 j)).

Belize Electricity est assujettie aux impôts sur les bénéfices des sociétés. Toutefois, ces impôts sont plafonnés à 1,75 % des produits bruts. Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos ne sont pas assujetties aux impôts sur les bénéfices puisqu'elles exercent leurs activités dans des territoires libres d'impôt. BECOL n'est pas assujettie aux impôts sur les bénéfices puisqu'elle a obtenu une exonération d'impôt du gouvernement du Belize pour la durée de ses contrats d'achat d'électricité de 50 ans.

La Société ne provisionne pas d'impôts sur les bénéfices pour les bénéfices non répartis de filiales étrangères que l'on ne prévoit pas rapatrier dans un avenir prévisible.

### Constatation des produits

Les produits des entreprises de services publics réglementés de la Société sont constatés d'une manière approuvée par l'organisme de réglementation de chaque entreprise de services publics. Ces produits sont facturés à des tarifs approuvés par l'organisme de réglementation applicable et sont habituellement groupés pour inclure les services liés à la production, au transport et à la distribution, sauf pour FortisAlberta et FortisOntario.

Le transport s'entend de l'acheminement de gaz à des pressions élevées (habituellement de 2 070 kilopascals (« kPa ») et plus) et d'électricité à des tensions élevées (habituellement de 69 kilovolts (« kV ») et plus). La distribution s'entend de la transmission de gaz à des pressions moins élevées (habituellement de moins de 2 070 kPa) et d'électricité à des tensions moins élevées (habituellement de moins de 69 kV). Les réseaux de distribution acheminent le gaz et l'électricité depuis les réseaux de transport jusqu'aux utilisateurs finaux.

Comme l'exigent les organismes de réglementation respectifs, les produits tirés de la vente de gaz par les sociétés Terasen Gas et d'électricité par FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric, FortisOntario, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos sont constatés selon la comptabilité d'exercice. Le gaz et l'électricité sont calculés au compteur à la livraison aux clients et sont constatés à titre de produits selon les tarifs approuvés lorsqu'ils sont consommés. Les compteurs sont lus à intervalles réguliers, et la facturation est établie en fonction de ces lectures. À la fin de chaque période, une certaine quantité de gaz et d'électricité consommée n'aura pas été facturée. La quantité de gaz et d'électricité qui est consommée, mais qui n'est pas encore facturée à la clientèle, fait l'objet d'une estimation et est ajoutée aux produits chaque fin de période.

Comme l'exige la PUC, les produits tirés de la vente d'électricité par Belize Electricity sont constatés au moment de l'envoi de factures mensuelles aux clients. En l'absence de réglementation des tarifs, les produits seraient comptabilisés selon la comptabilité d'exercice. L'écart entre la comptabilisation des produits sur facturation et la comptabilisation selon la comptabilité d'exercice est comptabilisé au bilan consolidé à titre de passif réglementaire (note 4 xviii)).

FortisAlberta présente les produits et les charges liés aux services de transport sur une base nette dans les produits. Comme le prescrit l'AUC, FortisAlberta est tenue de se procurer les services de transport auprès de l'Alberta Electric System Operator (« AESO »), d'en régler le coût et de percevoir les produits tirés du transport de ses clients en les facturant aux détaillants des clients par l'intermédiaire de la composante transport des tarifs de FortisAlberta approuvés par l'AUC. FortisAlberta est une société de distribution uniquement et, par conséquent, elle n'exerce aucune activité de transport ou de production. La société est un conduit servant à transmettre les coûts du transport aux utilisateurs finaux étant donné que le fournisseur de transport n'entretient pas de relation directe avec ces clients. Les tarifs perçus sont fondés sur les charges de transport prévues et, à l'égard de certains éléments des coûts du transport, FortisAlberta est exposée au risque que les charges réelles diffèrent des produits prévus liés aux services de transport. Tous les autres écarts sont assujettis au report et sont récupérés ou remboursés à même les tarifs futurs imposés à la clientèle (note 4 iv)).

31 décembre 2009 et 2008

## 2. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

### Constatation des produits (suite)

Les activités réglementées de FortisOntario sont principalement composées des activités de Cornwall Electric, d'Énergie Niagara et d'Algoma Power. Les tarifs d'électricité de Cornwall Electric sont groupés en raison de la nature de l'accord de concession intervenu avec la Ville de Cornwall. Les tarifs d'électricité d'Énergie Niagara et d'Algoma Power ne sont pas groupés. À Énergie Niagara et Algoma Power, les coûts de l'énergie et du transport sont transmis à la clientèle, et les coûts, ainsi que les produits liés à la récupération de ceux-ci, sont suivis et comptabilisés distinctement. Ce traitement est conforme à celui des autres entreprises de services publics réglementés de l'Ontario, comme l'exige la réglementation de la CEO. Le montant des produits tirés du transport suivis distinctement à Énergie Niagara est négligeable comparativement aux produits consolidés de Fortis.

Les produits de toutes les activités de production non réglementée de la Société sont comptabilisés selon la comptabilité d'exercice, et les produits sont constatés à la livraison à des tarifs fixes sous contrats ou fondés sur les prix du marché observés, comme il est stipulé dans les arrangements contractuels. Habituellement, la production des centrales de la Société est mesurée à la fin ou vers la fin du mois, et les données relatives à la production sont utilisées pour comptabiliser les produits gagnés.

Les produits tirés de l'hôtellerie sont constatés lorsque les services sont rendus. Les produits de l'immobilier sont tirés de la location, pour des durées diverses, à des locataires de locaux pour commerces de détail et pour bureaux. Les produits sont constatés au cours du mois où ils ont été gagnés à des tarifs conformes aux contrats de location.

Les baux sont principalement nets, et les locataires paient le taux de base plus une proportion de frais généraux déterminés. Certains locataires de commerces de détail versent un loyer additionnel exprimé en pourcentage de leurs ventes. Les frais récupérés auprès des locataires sont comptabilisés à titre de produits. L'augmentation des taux de location prévue dans les contrats de location à long terme est comptabilisée en résultat selon la méthode linéaire sur la durée du contrat de location.

### Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, y compris les obligations conditionnelles liées à la mise hors service d'immobilisations, sont comptabilisées à titre de passif à la juste valeur, moyennant une augmentation correspondante des immobilisations de services publics ou des biens productifs. La Société constate les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations dans les périodes au cours desquelles elles sont engagées si une estimation raisonnable de leur juste valeur peut être établie.

La Société a des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations relativement à des centrales hydroélectriques, des installations d'interconnexion et des contrats d'approvisionnement en énergie de gros. Ces éléments comporteront des obligations légales liées à la mise hors service d'immobilisations, y compris la remise en état de terrains et de l'environnement ou encore l'enlèvement d'actifs; cependant, la date finale et le coût de cette remise en état des lieux ou de l'enlèvement des actifs connexes ne peuvent être raisonnablement établis à l'heure actuelle.

Aucun problème environnemental important n'a été relevé relativement aux centrales hydroélectriques ou aux actifs de transport et de distribution de la Société. Il est normalement prévu que ces actifs seront en exploitation à perpétuité en raison de la nature de leurs activités. Il est normalement prévu que les licences, les permis, les ententes d'interconnexion et les contrats d'approvisionnement en énergie de gros seront renouvelés ou prolongés pour une période indéfinie afin de maintenir l'intégrité des actifs et d'assurer l'approvisionnement continu aux clients. Si jamais des problèmes environnementaux survenaient, les actifs seraient déclassés ou les licences, permis ou ententes applicables seraient résiliés et les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations seraient comptabilisées à ce moment, à la condition que les coûts puissent faire l'objet d'une estimation raisonnable.

La Société a aussi des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations relatives au retrait du droit de passage de certains actifs du réseau de distribution d'électricité à la fin de la durée de vie du réseau. Puisqu'il est prévu que le réseau demeurera en exploitation pendant une durée indéfinie, une estimation de la juste valeur des coûts de retrait d'actifs ne peut être établie raisonnablement à l'heure actuelle.

La Société a établi qu'une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations pourrait exister à l'égard de certains terrains. Certains terrains loués comprennent des actifs faisant partie intégrante de l'exploitation, et il est normalement prévu que le contrat de location des terrains sera renouvelé pour une durée indéfinie. Par conséquent, la juste valeur des coûts de remise en état des lieux ne peut raisonnablement être estimée à l'heure actuelle. Certains autres terrains pourraient nécessiter une remise en état environnementale, mais le montant et la nature de cette remise en état ne peuvent être établis à l'heure actuelle. Une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations pour la remise en état de terrains sera comptabilisée lorsque le moment, la nature et le montant des coûts pourront faire l'objet d'une estimation raisonnable.

### Informations à fournir concernant le capital

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2008, la Société a adopté le chapitre 1535, « Informations à fournir concernant le capital », du *Manuel de l'ICCA*, selon lequel la Société doit fournir des informations supplémentaires sur son capital et sur la façon dont il est géré. L'information supplémentaire comprend des données quantitatives et qualitatives sur les objectifs, les politiques et les processus de gestion du capital de la Société. Les informations figurent à la note 24.

### Utilisation d'estimations comptables

La préparation d'états financiers selon les PCGR du Canada exige que la direction fasse des estimations et pose des jugements qui influent sur les montants constatés des actifs et des passifs et la présentation d'information à l'égard des actifs et des passifs éventuels à la date des états financiers, et sur les montants constatés des produits et des charges des périodes présentées. Les estimations et jugements reposent sur l'expérience historique, les conditions actuelles et plusieurs autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances. En outre, certaines estimations sont nécessaires, car les milieux réglementaires au sein desquels les entreprises de services publics de la Société exercent leurs

activités exigent souvent que ces montants soient comptabilisés à leur valeur estimative jusqu'à ce qu'ils soient établis, conformément aux décisions réglementaires ou aux autres processus de réglementation. En raison de l'évolution des faits et des circonstances et de l'incertitude inhérente à l'élaboration d'estimations, les résultats réels pourraient être très différents des estimations actuelles. Les estimations et jugements sont révisés régulièrement et, lorsque des ajustements s'avèrent nécessaires, ils sont comptabilisés en résultat au cours de la période où ils sont confirmés.

Les estimations comptables critiques de la Société sont présentées ci-dessus à la note 2, aux rubriques « Réglementation », « Immobilisations de services publics », « Biens productifs », « Actifs incorporels », « Écart d'acquisition », « Avantages sociaux futurs », « Impôts sur les bénéfices », « Constatation des produits » et « Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations », et aux notes 4 et 28.

### 3. Modifications comptables futures

#### Normes internationales d'information financière (« IFRS »)

En octobre 2009, le CNC a publié un troisième et définitif exposé-sondage omnibus confirmant que les sociétés ayant une obligation d'information du public au Canada seront tenues d'appliquer les IFRS intégralement et sans modification à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011. La date prévue de basculement vers les IFRS pour la Société, soit le 1<sup>er</sup> janvier 2011, exigera le retraitement, à des fins de comparaison, des montants présentés au bilan d'ouverture consolidé de la Société selon les IFRS au 1<sup>er</sup> janvier 2010 et des montants présentés par la Société pour son exercice se terminant le 31 décembre 2010.

En juillet 2009, le chapitre 1506 du *Manuel de l'ICCA*, « Modifications comptables », a été modifié pour exclure du champ d'application les modifications de méthodes comptables découlant du remplacement complet du référentiel comptable d'une entité. Pour toutes les sociétés canadiennes ayant une obligation d'information du public, l'exigence de se conformer aux IFRS à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011 représente un remplacement complet du référentiel comptable de la Société. Par conséquent, le chapitre 1506 du *Manuel de l'ICCA* ne vise pas l'adoption des IFRS.

Fortis continue d'évaluer l'incidence de l'adoption des IFRS sur la présentation de l'information financière. En juillet 2009, l'International Accounting Standards Board (« IASB ») a publié l'exposé-sondage portant sur les activités à tarifs réglementés. Selon l'exposé-sondage tel qu'il existe présentement, il serait possible de comptabiliser les actifs et les passifs réglementaires découlant d'activités soumises à la réglementation du coût de service selon les IFRS lorsque certaines conditions sont remplies. La possibilité de constater des actifs et des passifs réglementaires, telle qu'elle est proposée, devrait diminuer la volatilité des bénéfices des entreprises de services publics réglementés de la Société que les IFRS auraient pu entraîner en l'absence d'une norme comptable à l'égard des activités à tarifs réglementés, mais exigera une présentation plus étoffée du bilan et des informations fournies dans les notes. Toutefois, en raison de l'incertitude liée à l'issue finale de cet exposé-sondage et à la norme définitive sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés selon les IFRS, il est impossible pour la Société d'effectuer une estimation raisonnable et de formuler des conclusions à l'égard de l'incidence sur la situation financière et les résultats d'exploitation futurs consolidés de la Société relativement aux différences, le cas échéant, de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés selon les IFRS par opposition aux PCGR du Canada.

Fortis prévoit une modification à sa façon d'évaluer et de constater la valeur des biens productifs et une augmentation marquée des informations à fournir découlant de l'adoption des IFRS. La Société établit et évalue l'incidence de la modification de la méthode d'évaluation et des informations additionnelles à fournir, de même que celle de la mise en œuvre des changements qui devront être apportés aux systèmes afin de compiler les informations à fournir.

Selon l'échéancier de projet de l'IASB, une norme finale sur les activités à tarifs réglementés devrait être publiée au deuxième trimestre de 2010. Les commentaires reçus sur l'exposé-sondage et les activités maintenant planifiées par l'IASB qui en ont découlé créent de l'incertitude à savoir si une norme définitive sera publiée et, le cas échéant, à quel moment. Si le projet débouche sur la publication d'une norme, il se pourrait bien que ce ne soit pas avant la fin de 2011.

#### Regroupements d'entreprises

En janvier 2009, le CNC a publié les nouveaux chapitres suivants du *Manuel de l'ICCA* : le chapitre 1582, « Regroupements d'entreprises », le chapitre 1601, « États financiers consolidés », et le chapitre 1602, « Participations ne donnant pas le contrôle ». Ces nouvelles normes s'appliqueront aux exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011, mais l'adoption anticipée est permise. La Société a choisi d'adopter par anticipation les normes ci-dessus en date du 1<sup>er</sup> janvier 2010. Par suite de l'adoption du chapitre 1582, les modifications apportées à la détermination de la juste valeur des actifs et des passifs de l'entreprise acquise entraîneront un calcul différent pour l'écart d'acquisition pris en charge dans le cadre d'acquisitions futures. Ces modifications comprennent la passation en charges des coûts liés à l'acquisition, plutôt que la comptabilisation de ces coûts dans les dépenses en immobilisations, et la déduction des coûts de restructuration liés à l'acquisition d'une entreprise par l'acquéreur. L'adoption du chapitre 1582 aura une incidence sur la comptabilisation des regroupements d'entreprises réalisés par la Société à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2010 et, par conséquent, pourrait avoir une incidence importante sur les résultats et la situation financière consolidés de la Société.

Le chapitre 1601 définit les normes pour la préparation des états financiers consolidés. Le chapitre 1602 définit les normes pour la comptabilisation, dans les états financiers consolidés établis après un regroupement d'entreprises, de la participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale. Par suite de l'adoption des chapitres 1601 et 1602, la participation ne donnant pas le contrôle sera présentée comme une composante capitaux propres, plutôt que comme une composante passif, dans le bilan consolidé. En outre, le bénéfice net et les autres éléments du résultat étendu attribuables aux propriétaires de la société mère et aux participations ne donnant pas le contrôle doivent être présentés séparément dans l'état des résultats. L'adoption des chapitres 1601 et 1602 ne devrait pas avoir une incidence importante sur les résultats, les flux de trésorerie et la situation financière consolidés de la Société.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2009 et 2008

### 4. Actifs et passifs réglementaires

Les actifs et les passifs réglementaires découlent du processus d'établissement des tarifs des entreprises de services publics réglementés de la Société. Les actifs réglementaires correspondent aux produits futurs liés à certains coûts engagés qui seront récupérés ou qui devraient l'être auprès de la clientèle pendant les périodes futures dans le cadre du processus d'établissement des tarifs. Les passifs réglementaires correspondent aux réductions futures ou aux limites des augmentations futures des produits qui se rattachent à des montants qui seront ou qui devraient être remboursés à la clientèle dans le cadre du processus d'établissement des tarifs.

Tous les montants reportés à titre d'actif ou de passif réglementaire sont assujettis à une approbation réglementaire. Ainsi, les organismes de réglementation pourraient modifier les montants admissibles au report, auquel cas la modification serait immédiatement reflétée dans les états financiers consolidés. Certaines périodes de récupération ou de règlement résiduelles sont celles prévues par la direction, et les périodes de récupération ou de règlement réelles pourraient être différentes du fait d'une approbation réglementaire.

Selon les ordonnances ou décisions antérieures, existantes ou prévues, les entreprises de services publics réglementés de la Société ont comptabilisé les montants suivants comme devant être récupérés auprès des clients ou remboursés à ces derniers au cours des périodes futures.

#### Actifs réglementaires

<i>(en millions)</i>	2009	2008	Période de récupération résiduelle (années)
Impôts futurs <i>i)</i>	560 \$	– \$	À déterminer
Comptes de stabilisation tarifaire – Sociétés Terasen Gas <i>ii)</i>	82	76	Diverses
Comptes de stabilisation tarifaire – Entreprises de services publics d'électricité <i>iii)</i>	68	80	Diverses
Report des charges de l'AESO <i>iv)</i>	80	64	2
Actif réglementaire lié aux régimes d'ACR <i>v)</i>	59	51	À déterminer
Report des coûts de l'énergie de remplacement pour la centrale Pointe Lepreau <sup>1)</sup> <i>vi)</i>	23	–	25
Impôts sur les bénéfices recouvrables au titre des régimes d'ACR <i>vii)</i>	18	18	À déterminer
Coûts de gestion de l'énergie <i>viii)</i>	9	7	1–7
Frais de développement reportés pour des projets d'investissement <i>ix)</i>	7	5	1–26
Nouvelle cotisation d'impôt du pipeline Southern Crossing <i>x)</i>	7	7	À déterminer
Coûts reportés des régimes de retraite <i>xi)</i>	6	7	6
Charges locatives <i>xii)</i>	6	6	14–29
Amortissement reporté d'immobilisations <i>xiii)</i>	4	8	1
Dégagement des services destinés aux clients résidentiels <i>xiv)</i>	3	7	1
Autres actifs réglementaires <i>xv)</i>	49	24	À déterminer
<b>Total des actifs réglementaires</b>	<b>981</b>	<b>360</b>	
<b>Moins : tranche à court terme</b>	<b>(223)</b>	<b>(157)</b>	<b>1</b>
<b>Actifs réglementaires à long terme</b>	<b>758 \$</b>	<b>203 \$</b>	

<sup>1)</sup> Centrale nucléaire Pointe Lepreau d'Énergie NB

#### Passifs réglementaires

<i>(en millions)</i>	2009	2008	Période de règlement résiduelle (années)
Provision pour coûts futurs d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux <i>xvi)</i>	326 \$	325 \$	À déterminer
Impôts futurs <i>i)</i>	35	–	À déterminer
Comptes de stabilisation tarifaire – Sociétés Terasen Gas <i>ii)</i>	44	32	1–3
Comptes de stabilisation tarifaire – Entreprises de services publics d'électricité <i>iii)</i>	21	9	1
Passif d'incitatifs selon l'ETR <i>xvii)</i>	15	13	1–2
Passif au titre des produits non facturés <i>xviii)</i>	10	15	À déterminer
Produits constatés d'avance liés au pipeline Southern Crossing <i>xix)</i>	9	9	1–5
Intérêts reportés <i>xx)</i>	7	3	1–3
Juste valeur du contrat de change à terme <i>xxi)</i>	–	7	À déterminer
Autres passifs réglementaires <i>xxii)</i>	22	21	À déterminer
<b>Total des passifs réglementaires</b>	<b>489</b>	<b>434</b>	
<b>Moins : tranche à court terme</b>	<b>(53)</b>	<b>(45)</b>	<b>1</b>
<b>Passifs réglementaires à long terme</b>	<b>436 \$</b>	<b>389 \$</b>	

## Description de la nature des actifs et des passifs réglementaires

### i) Impôts futurs

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2009, Fortis constate de manière rétroactive les actifs et les passifs d'impôts futurs et les passifs et actifs réglementaires connexes, sans retraitement des périodes antérieures, qui sont liés au montant des impôts futurs censés être remboursés aux clients ou récupérés auprès des clients dans les tarifs futurs de gaz et d'électricité. Avant le 1<sup>er</sup> janvier 2009, les sociétés Terasen Gas, FortisAlberta, FortisBC et Newfoundland Power utilisaient la méthode des impôts exigibles pour comptabiliser les impôts. Les actifs et les passifs d'impôts futurs tiennent compte des incidences fiscales futures qu'aurait le règlement ultérieur des actifs et des passifs réglementaires connexes à même les tarifs imposés à la clientèle. Les soldes des actifs et des passifs réglementaires devraient être recouverts auprès des clients, ou remboursés à ceux-ci, dans les tarifs futurs lorsque les impôts futurs deviennent exigibles ou à recevoir. En l'absence de réglementation des tarifs, les impôts futurs auraient été comptabilisés en résultat dans la période au fur et à mesure. Les soldes réglementaires liés aux impôts futurs ne sont pas assujettis à un rendement réglementaire.

### ii) Comptes de stabilisation tarifaire – Sociétés Terasen Gas

Les comptes de stabilisation tarifaire des sociétés Terasen Gas sont amortis et recouverts à même les tarifs imposés à la clientèle tels qu'ils sont approuvés par la BCUC. Les comptes de stabilisation tarifaire atténuent l'effet de facteurs imprévisibles et non contrôlables sur les gains, notamment la volatilité des volumes causée principalement par les conditions climatiques et la volatilité des cours du gaz naturel.

TGI utilise un mécanisme de rajustement pour la stabilisation des produits (« MRSP ») qui saisit les écarts entre les prévisions et la consommation réelle de gaz naturel par les clients résidentiels et commerciaux. De plus, un compte de redressement du coût des marchandises (« CRCM ») et un compte de redressement du coût des activités médianes (« CRCAM ») saisissent les écarts entre les coûts réels du gaz naturel et les coûts prévus tels qu'ils sont recouverts en fonction des tarifs de base. Le CRCM cumule aussi les variations de la juste valeur des instruments dérivés sur gaz naturel de TGI. TGVI utilise un compte de variation des coûts du gaz (« CVCG ») qui atténue l'incidence de la volatilité du coût du gaz naturel sur ses bénéfices de TGVI. Le CVCG cumule aussi les variations de la juste valeur des instruments dérivés sur gaz naturel de TGVI.

Le montant du MRSP devrait être remboursé à même les tarifs sur une période de trois ans. Les montants du CRCAM, du CRCM et du CVCG devraient être recouverts en totalité au cours du prochain exercice. En l'absence de réglementation des tarifs, les montants des comptes de stabilisation ne seraient pas reportés mais seraient plutôt comptabilisés en résultat lorsqu'ils seraient engagés. Le recouvrement ou le remboursement des comptes de stabilisation tarifaire est tributaire des volumes de consommation réelle de gaz naturel et des tarifs imposés à la clientèle approuvés chaque année.

TGVI maintient aussi un compte de report de l'insuffisance des produits (« CRIP ») dans le but d'accumuler les coûts non recouverts liés à la prestation de services aux clients ou d'amortir ces coûts lorsque le bénéfice dépasse le RCP autorisé établi par la BCUC. Au cours de 2009, le solde du CRIP a été recouvert en entier puisque les bénéfices réalisés ont excédé le RCP autorisé. Le recouvrement additionnel du solde du CRIP a été constaté dans le compte de report de l'excédent des produits (« CREP »), dans lequel est porté l'excédent des produits qui a été créé en 2009. La BCUC a approuvé le solde du CREP au 31 décembre 2009 à un montant prévu. L'écart entre l'excédent réel des produits de 2009 et le montant prévu approuvé a été transféré dans le compte de report de stabilisation tarifaire (« CRST »), sous réserve de l'approbation de la BCUC. Le CREP sera rendu aux clients en deux montants égaux en 2010 et 2011. Le CRST sera remboursé aux clients dans les tarifs en 2012 et au-delà, sous réserve de l'approbation réglementaire.

Les comptes de stabilisation tarifaire des sociétés Terasen Gas sont détaillés ci-après.

(en millions)	2009	2008
<i>Actifs réglementaires à court terme</i>		
CRCM	40 \$	54 \$
CRCAM	29	–
CVCG	13	19
CRIP	–	3
	<b>82 \$</b>	<b>76 \$</b>
<i>Passifs réglementaires à court terme</i>		
MRSP	12 \$	– \$
CREP	2	–
CRCAM	–	24
	<b>14 \$</b>	<b>24 \$</b>
<i>Passifs réglementaires à long terme</i>		
MRSP	23 \$	8 \$
CREP	2	–
CRST	5	–
	<b>30 \$</b>	<b>8 \$</b>

31 décembre 2009 et 2008

## 4. Actifs et passifs réglementaires (suite)

### Description de la nature des actifs et des passifs réglementaires (suite)

#### iii) Comptes de stabilisation tarifaire – Entreprises de services publics d'électricité

Les comptes de stabilisation tarifaire liés aux entreprises de services publics d'électricité à tarifs réglementés de la Société (Newfoundland Power, Maritime Electric, FortisOntario, Belize Electricity, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos) sont recouverts ou remboursés à même les tarifs imposés à la clientèle approuvés par les organismes de réglementation respectifs. Les comptes de stabilisation tarifaire servent principalement à atténuer l'incidence, sur le bénéfice, de la variabilité du coût du combustible ou de l'électricité achetée au-delà ou en deçà d'un niveau prévu ou préétabli. De plus, à Newfoundland Power, le PUB a ordonné de créer un compte de normalisation des effets climatiques afin de compenser l'effet des variations climatiques par rapport aux moyennes à long terme. Le compte de normalisation des effets climatiques permet de diminuer d'un exercice à l'autre la volatilité du bénéfice de Newfoundland Power qui découlerait autrement des fluctuations des produits et de l'électricité achetée. La période de récupération des comptes de stabilisation tarifaire, à l'exception du compte de normalisation des effets climatiques de Newfoundland Power, s'échelonne de un an à cinq ans et est soumise à des examens périodiques par les organismes de réglementation respectifs.

Au 31 décembre 2009, le solde du compte de normalisation des effets climatiques de Newfoundland Power s'établissait à 6 millions \$ (6 millions \$ au 31 décembre 2008). Le solde du compte devrait se rapprocher de zéro avec le temps puisqu'il est basé sur les moyennes à long terme des conditions climatiques. Selon l'ordonnance du PUB, une tranche d'environ 7 millions \$ du compte de normalisation des effets climatiques doit être amortie de façon linéaire sur la période de 2008 à 2012. En l'absence de réglementation des tarifs, les fluctuations des produits et de l'électricité achetée auraient été comptabilisées en résultat au fur et à mesure. La période de recouvrement du solde résiduel du compte de normalisation des effets climatiques reste à déterminer puisqu'elle dépend des conditions climatiques futures.

Au 31 décembre 2009, un solde de 10 millions \$ de coûts reportés d'avant l'exercice 2004 restait à amortir dans le compte de mécanisme d'ajustement du coût de l'énergie (« MACE ») de Maritime Electric. Comme approuvé par l'IRAC, ce solde doit être amorti et récupéré auprès de la clientèle à raison de 2 millions \$ par an sur une période de récupération de cinq ans. Le report annuel des coûts de l'énergie au compte de MACE est récupéré auprès de la clientèle ou remboursé à la clientèle, comme le permet l'IRAC, sur une période continue de douze mois.

Au 31 décembre 2009, le solde de 20 millions \$ du compte de stabilisation tarifaire de Belize Electricity était à payer (9 millions \$ à payer au 31 décembre 2008) et n'était pas assujéti à un rendement réglementaire. En 2008, un ajustement défavorable de 18 millions \$ a été apporté au compte de stabilisation tarifaire de Belize Electricity, reflétant principalement le rejet de coûts du combustible et de l'électricité achetée antérieurement engagés, en raison de la décision finale portant sur la demande de tarifs pour 2008/2009 de Belize Electricity rendue par la PUC.

Au 31 décembre 2009, 6 millions \$ (2 millions \$ au 31 décembre 2008) du solde résiduel des comptes de stabilisation tarifaire à recevoir n'étaient pas assujéti à un rendement réglementaire. En l'absence de réglementation des tarifs, les coûts du combustible et de l'électricité achetée seraient passés en charges dans la période au cours de laquelle ils seraient engagés.

#### iv) Report des charges de l'AESO

FortisAlberta a un compte de report des charges de l'AESO représentant les charges engagées en excédent des produits perçus pour divers éléments, tels les coûts de transport engagés et transférés aux clients, qui sont assujéti au report et qui doivent être récupérés dans les tarifs futurs imposés à la clientèle. Au 31 décembre 2009, on prévoyait que le solde du compte de report des charges de l'AESO de 80 millions \$ serait recouvert dans les tarifs imposés à la clientèle en 2010 et 2011; de ce solde, le recouvrement de 20 millions \$ dépendait d'une approbation réglementaire. En l'absence de réglementation des tarifs, les coûts seraient passés en charges dans la période au cours de laquelle ils seraient engagés et aucun report n'aurait été permis.

#### v) Actif réglementaire lié aux régimes d'ACR

À FortisAlberta et Newfoundland Power, et avant 2005 à FortisBC, le coût décaissé destiné à procurer les régimes d'ACR est récupéré à même les tarifs imposés à la clientèle, comme le permettent les organismes de réglementation respectifs. Avec prise d'effet en 2005, comme l'autorise la BCUCL, la récupération du coût des régimes d'ACR auprès des clients de FortisBC est basée sur le coût décaissé majoré d'une récupération partielle du coût cumulé intégral des régimes d'ACR. L'actif réglementaire lié aux régimes d'ACR représente la tranche reportée du coût au titre des prestations constituées pour FortisAlberta, FortisBC et Newfoundland Power qui devrait être récupérée auprès des clients à même les tarifs futurs. En l'absence de réglementation des tarifs, le coût au titre des prestations serait constaté selon la comptabilité d'exercice, comme établi par les calculs actuariels, sans report des coûts comptabilisés au bilan consolidé. Au 31 décembre 2009, les actifs réglementaires liés aux régimes d'ACR de FortisAlberta et de FortisBC totalisant 12 millions \$ (11 millions \$ au 31 décembre 2008) n'étaient pas assujéti à un rendement réglementaire.

#### vi) Report des coûts de l'énergie de remplacement pour la centrale nucléaire Pointe Lepreau

Maritime Electric a obtenu l'approbation réglementaire pour le report des coûts de l'énergie de remplacement requise pendant la mise hors service de la centrale nucléaire Point Lepreau (« Pointe Lepreau ») d'Énergie Nouveau-Brunswick (« Énergie NB »), afin de la remettre en état. Pour permettre l'exécution des travaux de remise en état, la centrale a été hors service en 2009. Le solde du compte d'actifs réglementaires devrait être recouvert auprès des clients sur 25 ans, soit la durée de vie résiduelle de la centrale, sous réserve d'une approbation réglementaire. En l'absence de réglementation des tarifs, les coûts auraient été passés en charges dans la période au cours de laquelle ils ont été engagés et aucun report n'aurait été permis.

#### vii) Impôts sur les bénéfices recouvrables au titre des régimes d'ACR

L'organisme de réglementation de TGI permet à celle-ci de récupérer les coûts relatifs aux régimes d'ACR dans les tarifs de gaz imposés à la clientèle selon la comptabilité d'exercice plutôt que selon la comptabilité de caisse, ce qui crée un écart temporaire aux fins fiscales. Avant 2009, TGI comptabilisait ses impôts sur les bénéfices selon la méthode des impôts exigibles; l'incidence fiscale de cet écart

temporaire est reportée comme un actif réglementaire et diminuera à mesure que les versements au comptant au titre des régimes d'ACR dépasseront les charges requises comptabilisées et les montants recouverts auprès des clients au moyen des tarifs de gaz imposés à la clientèle. En l'absence de réglementation des tarifs, les impôts sur les bénéfices ne seraient pas reportés.

viii) *Coûts de gestion de l'énergie*

FortisBC et Maritime Electric assurent la prestation de services de gestion de l'énergie visant à promouvoir auprès de leur clientèle des programmes d'efficacité énergétique. FortisBC et Maritime Electric, comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, ont capitalisé les dépenses connexes et les amortissent selon la méthode linéaire sur des périodes de respectivement sept et cinq ans. Cet actif réglementaire représente le solde avant amortissement des coûts de gestion de l'énergie. En l'absence de réglementation des tarifs, les coûts des services de gestion de l'énergie auraient été passés en charges dans la période au cours de laquelle ils ont été engagés.

ix) *Frais de développement reportés pour les projets d'investissement*

Les frais de développement reportés pour les projets d'investissement comprennent les frais engagés pour les projets en cours des sociétés Terasen Gas dont le recouvrement auprès des clients au moyen des tarifs des clients dépend d'une approbation réglementaire. La majeure partie du solde se rapporte aux frais engagés pour la conversion des appareils des clients de TGWI du propane au gaz naturel. Une provision d'environ 6 millions \$ pour les frais engagés relativement à la conversion en sus des montants approuvés par l'organisme de réglementation a été comptabilisée en résultat en 2009. En l'absence de réglementation des tarifs, les frais de développement reportés seraient capitalisés; cependant, la période d'amortissement finale pourrait différer.

x) *Nouvelle cotisation d'impôt du pipeline Southern Crossing*

Le report de la nouvelle cotisation d'impôt du pipeline Southern Crossing est lié à une taxe additionnelle, la *British Columbia Social Services Tax*, à laquelle TGI s'est opposée en faisant appel. Selon la décision de la cour d'appel, ou bien TGI obtiendra le remboursement du solde, ou bien elle transmettra les coûts aux clients au moyen des tarifs futurs. En l'absence de réglementation des tarifs, le paiement demeurerait comptabilisé dans les débiteurs jusqu'au règlement de l'appel. Toute cotisation définitive, au moment du règlement de l'appel, serait passée en charges dans la période où la cotisation est confirmée (note 28).

xi) *Coûts reportés des régimes de retraite*

Les coûts reportés des régimes de retraite représentent les coûts de retraite additionnels résultant du programme de retraite anticipée de 2005 de Newfoundland Power qui ont été reportés et qui sont amortis sur une période de dix ans, qui a débuté le 1<sup>er</sup> avril 2005, selon l'ordonnance du PUB. En l'absence de réglementation des tarifs, ces coûts auraient été passés en charges en 2005.

xii) *Coûts de location*

FortisBC reporte les coûts de location associés au poste de transformation Brilliant (« PTB ») et à l'immeuble de bureaux de Trail. Le coût en capital du PTB, le coût de financement de l'obligation relative au PTB et les coûts d'exploitation connexes ne sont pas totalement recouverts par FortisBC dans les tarifs courants imposés à la clientèle puisque ces tarifs ne comprennent que les paiements de loyer du PTB selon la comptabilité de caisse. Le solde de l'actif réglementaire représente la tranche reportée du coût de location qui devrait être récupérée à même les tarifs futurs imposés à la clientèle. En l'absence de réglementation des tarifs, ces coûts seraient passés en charges dans la période au cours de laquelle ils seraient engagés.

FortisBC comptabilise le contrat de location de l'immeuble de bureaux de Trail comme un contrat de location-exploitation. Les modalités de ce contrat exigent des loyers croissants échelonnés sur la durée du contrat. Toutefois, comme le prescrit la BCUC, FortisBC récupère auprès de ses clients les paiements de loyer de l'immeuble de bureaux de Trail et comptabilise les paiements de loyer selon la comptabilité de caisse. Cet actif réglementaire représente la tranche reportée des paiements de loyer qui devrait être récupérée auprès de la clientèle à même les tarifs futurs, à mesure que les loyers échelonnés s'accroissent. En l'absence de réglementation des tarifs, ces coûts auraient été comptabilisés en résultat selon la méthode linéaire sur la durée du contrat de location.

Les coûts de location reportés ne sont pas assujettis à un rendement réglementaire.

xiii) *Amortissement reporté des immobilisations*

Au cours de chacun des exercices 2006 et 2007, Newfoundland Power a reporté la récupération d'une augmentation de 6 millions \$ de l'amortissement des immobilisations, conformément à une ordonnance du PUB. Le montant reporté est amorti par imputation à la dotation aux amortissements et inclus dans les tarifs imposés à la clientèle de façon linéaire de 2008 à 2010. En l'absence de réglementation des tarifs, le report de l'amortissement des immobilisations n'aurait pas été comptabilisé.

xiv) *Dégrouperement des services destinés aux clients résidentiels*

Les coûts de dégroupement des services destinés aux clients résidentiels ont trait aux coûts engagés par TGI dans l'élaboration d'une solution de rechange qui permettrait à la clientèle résidentielle d'acheter du gaz naturel auprès de fournisseurs autres que TGI. La BCUC a approuvé le report de ces coûts et leur recouvrement sur une période de trois ans. Le solde résiduel sera recouvert auprès de la clientèle en 2010. En l'absence de réglementation des tarifs, ces coûts auraient été passés en charges dans la période au cours de laquelle ils ont été engagés.

xv) *Autres actifs réglementaires*

Les autres actifs réglementaires ont trait aux sociétés Terasen Gas, ainsi qu'à FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, FortisOntario, Maritime Electric et Caribbean Utilities. Le solde est composé de divers éléments dont la valeur individuelle est inférieure à 5 millions \$. Au 31 décembre 2009, l'autorisation avait été obtenue de récupérer une tranche de 33 millions \$ du solde à même les tarifs futurs imposés à la clientèle et l'on devrait obtenir l'autorisation de récupérer le montant résiduel. Au 31 décembre 2009, une tranche de 9 millions \$ du solde (1 million \$ au 31 décembre 2008) n'était pas assujettie à un rendement réglementaire. En l'absence de réglementation des tarifs, les reports ne seraient pas autorisés.

31 décembre 2009 et 2008

## 4. Actifs et passifs réglementaires (suite)

### Description de la nature des actifs et des passifs réglementaires (suite)

xvi) *Provision pour coûts futurs d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux*

Comme le prescrivent les organismes de réglementation respectifs, ce passif réglementaire représente les montants récupérés à même les tarifs imposés à la clientèle sur la durée de vie de certaines immobilisations de services publics de FortisAlberta, Newfoundland Power et Maritime Electric, attribuables aux coûts d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux qui devraient être engagés dans le futur. Comme le prescrivent les organismes de réglementation respectifs, le taux d'amortissement de FortisAlberta, Newfoundland Power et Maritime Electric comprend un montant autorisé aux fins réglementaires pour pourvoir à ces coûts futurs d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération. Les coûts réels d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, sont portés en réduction du passif réglementaire lorsqu'ils sont engagés.

Le passif réglementaire représente le montant des coûts futurs d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux prévus qui sont liés aux immobilisations de services publics en service à la date du bilan, calculés selon les taux d'amortissement courants approuvés par les organismes de réglementation respectifs. Tout écart entre les coûts réels engagés et les coûts supposés dans les montants récupérés, et tous les ajustements cumulatifs découlant de changements des taux d'amortissement approuvés par les organismes de réglementation auxquels ces coûts sont récupérés, sont reflétés dans ce passif réglementaire, moyennant la comptabilisation d'un ajustement correspondant à l'amortissement cumulé.

En 2009, le montant inclus dans la dotation aux amortissements relativement à la provision pour coûts futurs d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux s'est établi à 29 millions \$ (27 millions \$ en 2008). En 2009, les coûts réels d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, se sont établis à 23 millions \$ (16 millions \$ en 2008). En l'absence de réglementation des tarifs, les coûts d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, auraient été comptabilisés en résultat lorsqu'ils auraient été engagés plutôt que sur la durée de vie des actifs au moyen de la dotation aux amortissements.

xvii) *Passif d'incitatifs selon l'ETR*

Les cadres réglementaires de TGI et de FortisBC comportent des mécanismes d'ETR autorisant la récupération auprès des clients ou le remboursement à ces derniers d'une partie de certaines augmentations ou diminutions des coûts par rapport à ceux qui ont servi à l'établissement des tarifs. La disposition finale des montants reportés à titre d'actif ou de passif d'incitatifs réglementaires selon l'ETR est établie en vertu des mécanismes d'ETR approuvés par des ordonnances de la BCUC (note 2). Le passif d'incitatifs réglementaires selon l'ETR de TGI de 11 millions \$ devrait être remboursé à la clientèle au moyen de réductions de tarifs au cours de 2010 et 2011. La BCUC a approuvé le règlement en 2010 de la tranche à court terme du passif d'incitatifs réglementaires selon l'ETR de FortisBC. En l'absence de réglementation des tarifs, les montants d'incitatifs réglementaires selon l'ETR ne seraient pas comptabilisés.

xviii) *Passif au titre des produits non facturés*

Belize Electricity (et Newfoundland Power avant 2006) comptabilise les produits tirés des ventes d'électricité sur facturation (note 2). L'écart entre les produits comptabilisés sur facturation et ceux comptabilisés selon la comptabilité d'exercice est comptabilisé au bilan consolidé à titre de passif réglementaire. Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2006, Newfoundland Power a modifié de façon prospective sa convention à l'égard de la constatation des produits en adoptant la comptabilité d'exercice, avec la permission du PUB. Par conséquent, un écart cumulé de 24 millions \$ entre les produits comptabilisés sur facturation au 31 décembre 2005 et les produits qui auraient été comptabilisés selon la comptabilité d'exercice a été comptabilisé à titre de passif réglementaire. Comme l'a ordonné le PUB, Newfoundland Power a amorti une tranche de 5 millions \$ de ce passif réglementaire en 2009 (7 millions \$ en 2008). Le solde résiduel non amorti de 5 millions \$ au 31 décembre 2009 sera amorti en 2010. En l'absence de réglementation des tarifs, les produits seraient constatés selon la comptabilité d'exercice et le report des produits non encore facturés n'aurait pas été autorisé. Au 31 décembre 2009, le passif au titre des produits non facturés de 5 millions \$ de Belize Electricity (6 millions \$ au 31 décembre 2008) n'était pas assujéti à un rendement réglementaire, et la période de règlement n'a pas encore été déterminée.

xix) *Produits constatés d'avance liés au pipeline Southern Crossing*

Ce passif réglementaire représente l'écart entre les produits réellement reçus de tierces parties au titre de l'utilisation du pipeline Southern Crossing et les produits approuvés dans les besoins de revenus. Le report est amorti sur une période de cinq ans, et 2 millions \$ au 31 décembre 2009 (néant au 31 décembre 2008) n'étaient pas assujéti à un rendement réglementaire. En l'absence de réglementation des tarifs, les produits seraient constatés au moment de la prestation des services.

xx) *Intérêts reportés*

Les sociétés Terasen Gas ont des mécanismes de report des intérêts approuvés par la BCUC, qui cumulent les écarts entre les taux d'intérêt réels et les taux d'intérêt approuvés associés aux emprunts à court et à long terme, et entre les intérêts réels et les intérêts prévus calculés sur le solde moyen du CRCAM. Les intérêts reportés seront remboursés aux clients dans les tarifs futurs sur une période de un an à trois ans. En l'absence de réglementation des tarifs, les coûts réels auraient été passés en charges dans la période au cours de laquelle ils ont été engagés.

xxi) *Juste valeur du contrat de change à terme*

Ce passif réglementaire rend compte des variations de la juste valeur du contrat de change à terme qui couvre les paiements en dollars américains qui doivent être faits en vertu du contrat de construction de l'installation de stockage de GNL. Au 31 décembre 2009, le solde de ce report était de 0,2 million \$. En l'absence de réglementation des tarifs, les variations de la juste valeur du contrat de change à terme seraient comptabilisées en résultat dans la période au cours de laquelle elles surviennent. Ce report réglementaire n'est pas assujéti à un rendement réglementaire.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

### xxii) Autres passifs réglementaires

Les autres passifs réglementaires ont trait aux sociétés Terasen Gas, à FortisAlberta, à FortisBC, à Newfoundland Power et à FortisOntario. Le solde est composé de divers éléments dont la valeur individuelle est inférieure à 5 millions \$. En date du 31 décembre 2009, la Société a obtenu l'autorisation soit de rembourser à la clientèle une tranche de 11 millions \$ du solde ou de diminuer les tarifs futurs imposés à la clientèle, et elle devrait obtenir une autorisation pour le montant résiduel. Au 31 décembre 2009, une tranche de 10 millions \$ du solde (7 millions \$ au 31 décembre 2008) n'était pas assujettie à un rendement réglementaire. En l'absence de réglementation des tarifs, les reports ne seraient pas autorisés.

### Incidence de la réglementation des tarifs sur les états financiers

En l'absence de réglementation des tarifs et, ainsi, en l'absence de comptabilisation des actifs et passifs réglementaires comme il est décrit plus haut, l'incidence totale sur les états financiers consolidés aurait été comme suit :

(en millions)	Augmentation/(diminution)	
	2009	2008
Actifs réglementaires	(954)\$	(344)\$
Passifs réglementaires	(489)	(446)
Cumul des autres éléments du résultat étendu	30	18
Solde d'ouverture des bénéfices non répartis	(378)	65
Produits d'exploitation	451 \$	609 \$
Coûts de l'approvisionnement énergétique	447	540
Charges d'exploitation	122	74
Dotations aux amortissements	(35)	(31)
Frais financiers	(3)	–
Impôts sur les bénéfices des sociétés	7	(11)
Bénéfice net	(87)\$	37 \$

## 5. Stocks

(en millions)	2009	2008
Gaz stocké	159 \$	212 \$
Matières et fournitures	19	17
	178 \$	229 \$

Au cours de 2009, des stocks de 1 022 millions \$ (1 268 millions \$ en 2008) ont été passés en charges et portés aux coûts de l'approvisionnement énergétique à l'état des résultats consolidé. Les stocks imputés aux charges d'exploitation se sont établis à 14 millions \$ en 2009 (14 millions \$ en 2008), dont une tranche de 10 millions \$ au titre de coûts de restauration à Fortis Properties (9 millions \$ en 2008).

## 6. Autres actifs

(en millions)	2009	2008
Coûts reportés des régimes de retraite (note 20)	139 \$	128 \$
Immobilisations de la société Exploits (note 28)	–	61
Débiteurs à long terme (échéant en 2040)	9	9
Coûts récupérables et coûts de projets reportés	–	8
Dépôt au titre des impôts sur les bénéfices des sociétés de Maritime Electric (note 28)	6	6
Prêts de gestion de l'énergie	4	5
Autres actifs	16	13
	174 \$	230 \$

Les prêts de gestion de l'énergie sont consentis à des clients résidentiels et de service général à l'égard de mesures d'efficacité énergétique et produits connexes, portent intérêt et comportent des échéances s'échelonnant de un an à dix ans.

Les autres actifs sont comptabilisés au coût et sont recouverts ou amortis sur la période estimative des avantages futurs.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2009 et 2008

### 7. Immobilisations de services publics

2009					
(en millions)	Coût	Amortissement cumulé	Apports sous forme d'aide à la construction (montant net)	Ajustement réglementaire de la valeur aux fins fiscales (montant net)	Valeur comptable nette
Distribution					
Gaz	2 407 \$	(438)\$	(182)\$	– \$	1 787 \$
Électricité	4 369	(1 163)	(503)	(83)	2 620
Transport					
Gaz	1 311	(353)	(84)	–	874
Électricité	994	(259)	(18)	–	717
Production	982	(281)	–	–	701
Divers	938	(348)	(13)	–	577
Actifs en construction	324	–	–	–	324
Terrains	87	–	–	–	87
	<b>11 412 \$</b>	<b>(2 842)\$</b>	<b>(800)\$</b>	<b>(83)\$</b>	<b>7 687 \$</b>
2008					
(en millions)	Coût	Amortissement cumulé	Apports sous forme d'aide à la construction (montant net)	Ajustement réglementaire de la valeur aux fins fiscales (montant net)	Valeur comptable nette
Distribution					
Gaz	2 334 \$	(415)\$	(180)\$	– \$	1 739 \$
Électricité	3 936	(1 051)	(490)	(87)	2 308
Transport					
Gaz	1 243	(314)	(100)	–	829
Électricité	939	(250)	(3)	–	686
Production	957	(276)	(1)	–	680
Divers	874	(335)	(13)	–	526
Actifs en construction	304	–	(11)	–	293
Terrains	80	–	–	–	80
	<b>10 667 \$</b>	<b>(2 641)\$</b>	<b>(798)\$</b>	<b>(87)\$</b>	<b>7 141 \$</b>

Les actifs de distribution de gaz sont ceux qui sont utilisés aux fins du transport du gaz naturel à de basses pressions (habituellement de moins de 2 070 kPa). Ces actifs comprennent les stations de distribution, l'équipement de télémétrie, les pipelines de distribution pour les canalisations et conduites de branchement, les compteurs et autre matériel connexe. Les actifs de distribution d'électricité sont ceux qui sont utilisés pour la distribution d'électricité à de basses tensions (habituellement de moins de 69 kV). Ces actifs comprennent les poteaux, les tours et les montages, les câbles à basse tension, les transformateurs, les conducteurs aériens et souterrains, l'éclairage des voies publiques, les compteurs, les appareils de mesurage et autre matériel connexe.

Les actifs de transport de gaz sont ceux utilisés pour le transport du gaz naturel à des pressions plus élevées (habituellement de 2 070 kPa et plus). Ces actifs comprennent les stations de transport, l'équipement de télémétrie, les pipelines de transport et autre matériel connexe. Les actifs de transport d'électricité sont ceux qui sont utilisés pour le transport de l'électricité à des tensions plus élevées (habituellement de 69 kV et plus). Ces actifs comprennent les poteaux, les câbles, l'équipement de commutation, les transformateurs, les structures de soutien et autre matériel connexe.

Les actifs de production sont ceux utilisés pour la production d'électricité. Ces actifs comprennent les centrales hydroélectriques et thermiques, les turbines au gaz et à combustion, les barrages, les réservoirs et autre matériel connexe.

Les actifs divers comprennent les bâtiments, le matériel, les véhicules, les stocks et les biens liés aux technologies de l'information.

Le coût des immobilisations de services publics faisant l'objet de contrats de location-acquisition au 31 décembre 2009 s'établissait à 57 millions \$ (56 millions \$ au 31 décembre 2008), et l'amortissement cumulé connexe était de 24 millions \$ (24 millions \$ au 31 décembre 2008).

## 8. Biens productifs

2009

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Bâtiments	490 \$	(60)\$	430 \$
Matériel	70	(29)	41
Incitatifs à la location	25	(17)	8
Terrains	64	–	64
Actifs en construction	16	–	16
	<b>665 \$</b>	<b>(106)\$</b>	<b>559 \$</b>

2008

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Bâtiments	485 \$	(51)\$	434 \$
Matériel	55	(23)	32
Incitatifs à la location	24	(14)	10
Terrains	61	–	61
Actifs en construction	3	–	3
	<b>628 \$</b>	<b>(88)\$</b>	<b>540 \$</b>

Le coût des biens productifs faisant l'objet de contrats de location-acquisition au 31 décembre 2009 s'établissait à néant (1 million \$ au 31 décembre 2008) et l'amortissement cumulé connexe était de néant (0,1 million \$ au 31 décembre 2008).

## 9. Actifs incorporels

2009

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Logiciels	314 \$	(155)\$	159 \$
Droits fonciers, de transport et relatifs à l'eau	146	(37)	109
Redevances de franchise, contrats de clients et autres actifs	16	(8)	8
Actifs en construction	3	–	3
	<b>479 \$</b>	<b>(200)\$</b>	<b>279 \$</b>

2008

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Logiciels	302 \$	(143)\$	159 \$
Droits fonciers, de transport et relatifs à l'eau	125	(34)	91
Redevances de franchise, contrats de clients et autres actifs	16	(5)	11
Actifs en construction	12	–	12
	<b>455 \$</b>	<b>(182)\$</b>	<b>273 \$</b>

Les ajouts aux actifs incorporels en 2009 se sont élevés à 33 millions \$, dont une partie représentant environ 11 millions \$ a été développée en interne. Le coût et l'amortissement cumulé comprennent respectivement des montants de 15 millions \$ et 1 million \$ liés à Algoma Power, qui a été acquise par la Société en octobre 2009. Au cours de 2009, un logiciel totalement amorti de 24 millions \$ a été mis hors service, réduisant ainsi le coût et l'amortissement cumulé.

Le coût des droits fonciers, de transport et relatifs à l'eau au 31 décembre 2009 comprenait 66 millions \$ (65 millions \$ au 31 décembre 2008) non amortissables.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2009 et 2008

### 10. Écart d'acquisition

(en millions)	2009	2008
Solde au début de l'exercice	1 575 \$	1 544 \$
Sociétés Terasen Gas	6	(4)
Acquisition progressive de Caribbean Utilities	1	6
Incidence de la conversion des devises	(22)	29
Solde à la fin de l'exercice	1 560 \$	1 575 \$

Au cours de 2009, les sociétés Terasen Gas ont comptabilisé un ajustement de l'écart d'acquisition associé à l'adoption du chapitre 3465, dans sa version modifiée, « Impôts sur les bénéfices », avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2009.

En 2008, les sociétés Terasen Gas ont comptabilisé l'avantage attribuable à des pertes fiscales se rapportant à des périodes antérieures à l'acquisition de Terasen par la Société, ce qui a entraîné une réduction de l'écart d'acquisition.

L'écart d'acquisition provenant de l'acquisition de Caribbean Utilities et de Fortis Turks and Caicos est libellé en dollars américains, monnaie de présentation de ces sociétés. L'écart de conversion découle de la conversion de l'écart d'acquisition libellé en dollars américains et de l'incidence de la variation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

### 11. Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition

(en millions)	Date d'échéance	2009	2008
<b>Entreprises de services publics réglementés</b>			
<i>Sociétés Terasen Gas</i>			
Hypothèques en garantie du prix d'achat garanties –			
taux fixe moyen pondéré de 10,71 % (10,71 % en 2008)	2015–2016	275 \$	275 \$
Débentures non garanties –			
taux fixe moyen pondéré de 6,12 % (6,29 % en 2008)	2029–2039	1 420	1 380
Prêt gouvernemental (note 27)	2010	4	8
Obligations découlant des contrats de location-acquisition	2012	11	10
<i>Fortis Alberta</i>			
Débentures non garanties de premier rang –			
taux fixe moyen pondéré de 5,74 % (5,61 % en 2008)	2014–2047	934	709
<i>Fortis BC</i>			
Débentures garanties –			
taux fixe moyen pondéré de 9,12 % (9,28 % en 2008)	2012–2023	40	44
Débentures non garanties –			
taux fixe moyen pondéré de 6,00 % (6,06 % en 2008)	2014–2047	500	445
Obligation découlant des contrats de location-acquisition	2032	26	26
<i>Newfoundland Power</i>			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties à fonds d'amortissement – taux fixe moyen pondéré de 7,67 % (7,84 % en 2008)			
	2014–2039	469	409
<i>Maritime Electric</i>			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties –			
taux fixe moyen pondéré de 8,10 % (8,10 % en 2008)	2010–2038	152	152
<i>Fortis Ontario</i>			
Billets de premier rang non garantis – taux fixe de 7,09 %	2018	52	52
<i>Belize Electricity (note 24)</i>			
<i>Garantis :</i>			
Prêt de la RBTT Merchant Bank en dollars américains –			
taux fixe de 5,75 % à 8,15 %	2010–2012	2	5
<i>Non garantis :</i>			
Débentures en dollars béliziens –			
taux fixe moyen pondéré de 10,35 % (10,35 % en 2008)	2012–2027	36	42
Autres prêts – taux fixe moyen pondéré de 5,23 % (5,81 % en 2008)	2015	7	11
Autres prêts à taux d'intérêt variable	2010–2015	13	18

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

(en millions)	Date d'échéance	2009	2008
<i>Caribbean Utilities</i>			
Billets de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 6,31 % (6,04 % en 2008)	2010–2024	203 \$	204 \$
<i>Fortis Turks and Caicos</i>			
<i>Non garantis :</i>			
Prêt de la Scotiabank (Turks and Caicos) Ltd. – taux fixe et variable moyen pondéré de 3,90 % (3,91 % en 2008)	2013–2016	10	14
Prêt de la First Caribbean International Bank en dollars américains – taux fixe de 5,65 %	2015	3	4
<b>Activités non réglementées – Fortis Generation</b>			
<i>Garantis :</i>			
Prêt hypothécaire – taux fixe de 9,44 %	2013	4	5
Prêt à terme de la société Exploits – taux fixe de 7,55 % (sans recours contre Fortis) (note 28)	2028	–	61
<b>Activités non réglementées – Fortis Properties</b>			
<i>Garantis :</i>			
Prêts hypothécaires de premier rang – taux fixe moyen pondéré de 6,89 % (7,02 % en 2008)	2010–2017	193	212
Billets de premier rang – taux fixe de 7,32 %	2019	15	16
<i>Non garantis :</i>			
Facilités de crédit à taux variable non renouvelables	2010	3	7
<b>Siège social – Fortis et Terasen</b>			
<i>Non garantis :</i>			
Débetures – taux fixe moyen pondéré de 6,44 % (6,37 % en 2008)	2010–2039	426	226
Billets de premier rang en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 6,23 % (6,23 % en 2008)	2014–2037	368	426
Débetures convertibles subordonnées en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 5,50 % (5,50 % en 2008)	2016	39	44
Titres de participation – taux fixe de 8,00 %	2040	126	129
Classement à long terme des emprunts sur les facilités de crédit (note 26)		208	224
Total de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition		5 539	5 158
Moins : frais financiers reportés		(39)	(34)
Moins : versements pour la période au titre de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition		(224)	(240)
		<b>5 276 \$</b>	<b>4 884 \$</b>

Certains des instruments de créance à long terme détenus par la Société et ses filiales sont garantis, comme il est indiqué dans le tableau plus haut. Lorsqu'une garantie est fournie, il s'agit habituellement d'une charge fixe ou variable sur des actifs précis pour la société qui assume la dette à long terme.

Les hypothèques en garantie du prix d'achat des sociétés Terasen Gas sont garanties également et proportionnellement par une hypothèque et une charge de premier rang fixe et spécifique sur les actifs de la division côtière de TGI. Le total du montant en capital des hypothèques en garantie du prix d'achat pouvant être émis est limité à 425 millions \$.

### Remboursement de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition

Le calendrier de remboursement du capital des emprunts et obligations à long terme de la société sur leurs durées à courir et à l'échéance s'établit comme suit pour chacun des cinq prochains exercices et par la suite, de manière consolidée :

Année	en millions \$
2010	224
2011	53
2012	263
2013	99
2014	702
Par la suite	4 198

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2009 et 2008

## 11. Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition (suite)

### Entreprises de services publics réglementés

FortisBC a une obligation liée à un contrat de location-acquisition relativement à l'exploitation du PTB. Les loyers minimaux futurs relatifs à cette obligation liée à un contrat de location-acquisition s'établissent à environ 3 millions \$ par année jusqu'à l'expiration du contrat de location-acquisition en 2032. L'obligation au titre du contrat de location-acquisition porte intérêt à un taux mixte de 8,61 %.

Les débetures non garanties de Belize Electricity peuvent être rachetées par la société en tout temps après certaines dates jusqu'à l'échéance sous réserve d'un préavis écrit d'au plus 60 jours et d'au moins 30 jours aux porteurs, et sont remboursables au gré des porteurs en tout temps à partir de certaines dates, sous réserve d'un préavis écrit de douze mois à Belize Electricity. Le rachat en tout temps de gré à gré entre Belize Electricity et les porteurs de débetures est aussi autorisé.

### Siège social – Fortis et Terasen

Des tranches de 100 millions \$ et 200 millions \$ des débetures non garanties sont rachetables au gré de Fortis à un prix calculé selon le plus élevé du capital à rembourser et du montant égal à la valeur actualisée nette des intérêts et du capital, calculée à l'aide du rendement des obligations du gouvernement du Canada majorés d'une prime allant respectivement de 0,43 % à 0,87 %, et de 0,65 %, plus les intérêts courus et impayés sur le capital.

Les débetures convertibles subordonnées non garanties, échéant en 2016, sont rachetables par Fortis au pair en tout temps à compter du 7 novembre 2011 et sont convertibles, au gré du porteur, en actions ordinaires de la Société à 30,59 \$ l'action (29,11 \$ US l'action). Les débetures sont subordonnées à toutes les autres créances de la Société, sauf les créances subordonnées de rang égal à celui des débetures.

Les débetures convertibles subordonnées non garanties sont comptabilisées conformément à leur nature et sont présentées dans les états financiers consolidés selon leurs composantes. Les composantes passif et capitaux propres sont classées distinctement au bilan consolidé et sont évaluées à leur juste valeur respective au moment de l'émission. La composante capitaux propres des débetures convertibles s'établissait à 5 millions \$ au 31 décembre 2009 (6 millions \$ au 31 décembre 2008).

Terasen peut choisir de reporter les paiements sur les titres de participation à 8,00 % et de régler ces paiements reportés au moyen d'une somme au comptant ou d'actions ordinaires de la société, et a l'option de régler le capital à l'échéance par l'émission d'actions ordinaires de la société. Les titres de participation peuvent aussi être échangés au gré du porteur à compter du 19 avril 2010 contre des actions ordinaires de la société à 90 % de leur cours, la société se réservant le droit de racheter les titres de participation au comptant à la valeur nominale à la même date.

## 12. Crédits reportés

(en millions)	2009	2008
Passifs des régimes d'ACR (note 20)	145 \$	129 \$
Passifs des régimes à prestations déterminées (note 20)	34	34
Gains reportés sur la vente de biens de transport et de distribution du gaz naturel	42	46
Paiement reporté	46	43
Autres crédits reportés	28	25
	<b>295 \$</b>	<b>277 \$</b>

Les gains reportés sur la vente de biens de transport et de distribution du gaz naturel découlent de la cession-bail d'actifs de pipelines à certaines municipalités en 2001, 2002, 2004 et 2005. Les gains avant impôts de 71 millions \$ sur le produit cumulé en espèces de 141 millions \$ sont amortis sur 17 ans, soit la durée des contrats de location-exploitation qui ont pris effet à la date des opérations de vente. Ces obligations découlant de contrats de location-exploitation sont présentées dans le tableau de la note 27.

Le paiement reporté provient de l'acquisition de TGVI par Terasen en date du 1<sup>er</sup> janvier 2002. Le paiement reporté a une valeur nominale de 52 millions \$, mais il a été escompté en date du 17 mai 2007 à sa valeur actualisée. Au 31 décembre 2009, sa valeur actualisée était de 46 millions \$ (43 millions \$ au 31 décembre 2008). Le paiement est exigible le 31 décembre 2011 ou plus tôt si TGVI tire des produits des contrats de transport relatifs à des centrales électriques susceptibles d'être construites dans la zone de service de TGVI. Si une partie du paiement reporté est versée avant le 31 décembre 2011, l'écart entre le paiement et la valeur comptable de la dette sera traité à titre de contrepartie conditionnelle pour l'acquisition de TGVI et sera ajouté au coût de l'acquisition à ce moment.

Les autres crédits reportés comprennent principalement des dépôts de clients, des fonds reçus en prévision de dépenses, des passifs liés à des UAD ou à des UAR (note 16) et des passifs liés aux régimes de retraite à cotisations déterminées non capitalisés. Les passifs liés aux régimes de retraite à cotisations déterminées non capitalisés se rapportent aux régimes de retraite supplémentaires de la Société et de ses filiales d'exploitation canadiennes pour lesquels les prestations se fondent sur la rémunération de l'employé.

## 13. Part des actionnaires sans contrôle

(en millions)	2009	2008
Caribbean Utilities	77 \$	92 \$
Belize Electricity	39	44
Actions privilégiées de Newfoundland Power	7	7
Société Exploits (note 28)	–	2
	<b>123 \$</b>	<b>145 \$</b>

## 14. Actions privilégiées

Autorisé

- a) un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang, sans valeur nominale
- b) un nombre illimité d'actions privilégiées de second rang, sans valeur nominale

Émises et en circulation		2009		2008	
	Classement	Nombre d'actions	Montant (en millions)	Nombre d'actions	Montant (en millions)
Actions privilégiées de premier rang, série C	Dettes	5 000 000	123 \$	5 000 000	123 \$
Actions privilégiées de premier rang, série E	Dettes	7 993 500	197	7 993 500	197
Total classé comme dette		<b>12 993 500</b>	<b>320 \$</b>	12 993 500	320 \$
Actions privilégiées de premier rang, série F	Capitaux propres	5 000 000	122 \$	5 000 000	122 \$
Actions privilégiées de premier rang, série G	Capitaux propres	9 200 000	225	9 200 000	225
Total classé comme capitaux propres		<b>14 200 000</b>	<b>347 \$</b>	14 200 000	347 \$

### Actions privilégiées de premier rang classées comme dette

Étant donné que les actions privilégiées de premier rang, série C et série E sont convertibles, au gré du porteur, en un nombre variable d'actions ordinaires de la Société selon un prix lié au cours de ces actions ordinaires, elles correspondent à la définition de passifs financiers et sont donc classées dans le passif à long terme, et les dividendes s'y rapportant sont classés dans les frais financiers.

Les actions privilégiées de premier rang, série C et série E donnent droit à des dividendes en espèces préférentiels et cumulatifs fixes respectivement de 1,3625 \$ et 1,2250 \$ l'action annuellement.

À compter des 1<sup>ers</sup> juin 2010 et 2013, la Société peut choisir de racheter, au comptant, les actions privilégiées de premier rang respectivement de série C et de série E en circulation, en totalité en tout temps ou en partie de temps à autre, à des prix s'échelonnant de 25,75 \$ à 25,00 \$ l'action majorés de tous les dividendes cumulés et impayés jusqu'à la date de rachat fixée exclusivement.

À compter des 1<sup>ers</sup> juin 2010 et 2013, la Société peut choisir de convertir, en totalité en tout temps ou en partie de temps à autre, les actions privilégiées de premier rang respectivement de série C et de série E en circulation en actions ordinaires de la Société, entièrement libérées et négociables sur le marché libre. Le nombre d'actions ordinaires en lequel chaque action privilégiée peut être convertie sera établi en divisant le prix de rachat alors applicable à chacune des actions privilégiées de premier rang, majoré de tous les dividendes cumulés et impayés, par le plus élevé des deux montants suivants : 1,00 \$ ou 95 % du cours de l'action ordinaire à cette date.

À compter des 1<sup>ers</sup> septembre 2013 et 2016, chaque action privilégiée de premier rang respectivement de série C et de série E pourra être convertie, au gré du porteur, le premier jour de septembre, de décembre, de mars et de juin de chaque année, en un nombre d'actions ordinaires de la Société, entièrement libérées et négociables sur le marché libre, calculé en divisant 25,00 \$, majoré de tous les dividendes cumulés et impayés, par le plus élevé des deux montants suivants : 1,00 \$ ou 95 % du cours de l'action ordinaire à cette date. Si un porteur d'actions privilégiées de premier rang, série C ou série E choisit de convertir une ou plusieurs de ces actions en actions ordinaires, la Société pourra choisir de racheter ces actions privilégiées de premier rang au comptant ou d'organiser la vente de ces actions à des acheteurs de remplacement.

### Actions privilégiées de premier rang classées comme capitaux propres

En mai 2008, la Société a émis 8 millions d'actions privilégiées rachetables de premier rang à dividende cumulatif à taux d'intérêt fixe de 5,25 % rétabli sur cinq ans, série G (les « actions privilégiées de premier rang, série G ») et, en juin 2008, a émis un nombre additionnel de 1,2 million d'actions privilégiées de premier rang, série G, par suite de l'exercice intégral de l'option en cas d'attribution excédentaire dans le cadre du placement de 8 millions d'actions privilégiées de premier rang, série G. Les 9,2 millions d'actions privilégiées de premier rang, série G ont été émises à 25,00 \$ l'action, pour un produit net après impôts de 225 millions \$.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2009 et 2008

## 14. Actions privilégiées (suite)

### Actions privilégiées de premier rang classées comme capitaux propres (suite)

Étant donné que les actions privilégiées de premier rang, série F et série G ne sont pas rachetables au gré du porteur, elles sont classées comme capitaux propres, et les dividendes s'y rapportant sont déduits dans l'état des résultats consolidé immédiatement avant d'établir le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires.

Les actions privilégiées de premier rang, série F donnent droit à des dividendes préférentiels en espèces fixes et cumulatifs au taux annuel de 1,2250 \$ l'action. Les actions privilégiées de premier rang, série G donnent droit à des dividendes préférentiels en espèces fixes et cumulatifs au taux annuel de 1,3125 \$ l'action pour chaque année jusqu'au 31 août 2013 inclusivement. Pour chaque période de cinq ans après cette date, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang, série G ont droit à un dividende préférentiel en espèces cumulatif à taux d'intérêt fixe rétabli. Le taux rétabli du dividende par action annuel sera calculé en multipliant les 25,00 \$ l'action par le taux du dividende fixe annuel, soit la somme du rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans à la date de rétablissement applicable, plus 2,13 %.

À compter du 1<sup>er</sup> décembre 2011, la Société peut choisir de racheter, au comptant, les actions privilégiées de premier rang, série F en circulation, en totalité en tout temps ou en partie de temps à autre, à des prix s'échelonnant de 26,00 \$ à 25,00 \$ l'action majorés de tous les dividendes cumulés et impayés. Le 1<sup>er</sup> septembre 2013, et le 1<sup>er</sup> septembre de chacune des cinq années suivantes, la Société peut racheter, au comptant, les actions privilégiées de premier rang, série G en circulation, en totalité en tout temps ou en partie de temps à autre, au prix de 25,00 \$ l'action majoré de tous les dividendes cumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat exclusivement.

## 15. Actions ordinaires

Autorisé : un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

Émises et en circulation	2009		2008	
	Nombre d'actions	Montant (en millions)	Nombre d'actions	Montant (en millions)
Actions ordinaires	171 256 432	2 497 \$	169 190 917	2 449 \$

Les actions ordinaires émises au cours de l'exercice sont les suivantes :

Émises et en circulation	2009		2008	
	Nombre d'actions	Montant (en millions)	Nombre d'actions	Montant (en millions)
Solde au début de l'exercice	169 190 917	2 449 \$	155 521 313	2 126 \$
Appel public à l'épargne	–	–	11 700 000	291
Conversion de débetures	–	–	1 041 871	11
Régime d'achat d'actions de consommateurs	56 648	2	88 686	2
Régime de réinvestissement des dividendes	1 203 661	29	230 601	6
Régime d'achat d'actions des employés	321 081	8	272 095	7
Régimes d'options sur actions	484 125	9	336 351	6
Solde à la fin de l'exercice	171 256 432	2 497 \$	169 190 917	2 449 \$

En décembre 2008, Fortis a émis 11,7 millions d'actions ordinaires à 25,65 \$ l'action. Cette émission d'actions ordinaires a dégagé un produit brut d'environ 300 millions \$, ou environ 291 millions \$ déduction faite des frais après impôts.

Au cours de 2008, les porteurs des anciennes débetures convertibles subordonnées non garanties à 6,75 % et à 5,50 % de la Société ont converti en 1 million environ d'actions ordinaires de la Société une tranche d'environ 11 millions \$ US des débetures.

Au 31 décembre 2009, 7,2 millions d'actions ordinaires (9,8 millions au 31 décembre 2008) demeuraient réservées pour émission aux termes des régimes d'achat d'actions, de réinvestissement des dividendes et d'options sur actions susmentionnés. La Société a modifié et bonifié son régime de réinvestissement des dividendes pour prévoir un escompte de 2 % à l'achat d'actions ordinaires sur le capital-actions autorisé à même les dividendes réinvestis, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> mars 2009.

Au 31 décembre 2009, le nombre d'actions ordinaires réservées pour émission aux termes des débetures convertibles et des actions privilégiées de la Société s'établissait respectivement à 1,4 million et 26 millions (respectivement 1,4 million et 26 millions au 31 décembre 2008).

Au 31 décembre 2009, 3 millions \$ (3 millions \$ au 31 décembre 2008) d'actions ordinaires n'avaient pas été entièrement libérées du fait de montants à rembourser en vertu des prêts pour l'achat d'actions des employés et d'achat d'options sur actions des cadres.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

### Résultat par action ordinaire

La Société calcule le résultat par action ordinaire en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation. En 2009, le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation était de 170,2 millions et de 157,4 millions en 2008.

Le résultat dilué par action ordinaire est calculé selon la méthode du rachat d'actions pour les options et selon la méthode de la conversion hypothétique pour les titres convertibles.

Le résultat par action ordinaire s'établit comme suit :

	2009			2008		
	Bénéfice (en millions)	Nombre moyen pondéré d'actions (en millions)	Résultat par action ordinaire	Bénéfice (en millions)	Nombre moyen pondéré d'actions (en millions)	Résultat par action ordinaire
<b>Résultat de base par action ordinaire</b>	<b>262 \$</b>	<b>170,2</b>	<b>1,54 \$</b>	245 \$	157,4	1,56 \$
Incidence des titres potentiellement dilutifs :						
Options sur actions	–	0,7		–	1,0	
Actions privilégiées (notes 14 et 18)	17	13,9		17	13,9	
Déventures convertibles	2	1,4		2	1,4	
	<b>281</b>	<b>186,2</b>		264	173,7	
Moins effets antidilutifs :						
Déventures convertibles	(2)	(1,4)		–	–	
<b>Résultat dilué par action ordinaire</b>	<b>279 \$</b>	<b>184,8</b>	<b>1,51 \$</b>	264 \$	173,7	1,52 \$

## 16. Régimes de rémunération à base d'actions

### Options sur actions

La Société est autorisée à attribuer à certains cadres et employés clés de Fortis et de ses filiales des options sur actions ordinaires de la Société. Au 31 décembre 2009, la Société offrait les régimes d'options sur actions suivants : le régime de 2006, le régime de 2002 et le régime d'options sur actions des cadres. Le régime de 2002 a été adopté à l'assemblée générale annuelle et extraordinaire du 15 mai 2002, afin de remplacer le régime d'options sur actions des cadres et l'ancien régime d'options sur actions des administrateurs. Le régime d'options sur actions des cadres prendra fin lorsque toutes les options en cours auront été exercées ou viendra à échéance au plus tard en 2011. Le régime de 2006 a été approuvé à l'assemblée annuelle du 2 mai 2006, au cours de laquelle des sujets spéciaux ont été traités. Le régime de 2006 remplacera éventuellement le régime de 2002. Le régime de 2002 cessera d'exister lorsque la totalité des options en cours auront été exercées ou seront arrivées à échéance au plus tard en 2016. La Société a cessé d'attribuer des options dans le cadre du régime d'options sur actions des cadres et du régime de 2002, et toutes les nouvelles options sont attribuées dans le cadre du régime de 2006.

Les options attribuées en vertu du régime de 2006 comportent une durée maximale de sept ans et viennent à échéance au plus tard trois ans après la cessation d'emploi, le décès ou le départ à la retraite du titulaire d'options, et les droits sont acquis en tranches égales à chaque anniversaire de la date d'attribution, sur une période de quatre ans. Les administrateurs ne sont pas admissibles aux attributions d'options en vertu du régime de 2006.

	2009	2008
<b>Nombre d'options</b>		
Options en cours au début de l'exercice	4 140 462	3 691 771
Attribuées	1 037 156	827 504
Annulées	–	(42 462)
Exercées	(484 125)	(336 351)
Options en cours à la fin de l'exercice	4 693 493	4 140 462
Options dont les droits sont acquis à la fin de l'exercice	2 546 159	2 279 240
<b>Prix d'exercice moyens pondérés</b>		
Options en cours au début de l'exercice	21,04 \$	18,86 \$
Attribuées	22,29	28,27
Annulées	–	24,20
Exercées	16,08	14,48
Options en cours à la fin de l'exercice	21,83	21,04

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2009 et 2008

### 16. Régimes de rémunération à base d'actions (suite)

#### Options sur actions (suite)

Voici des détails quant aux options sur actions en cours et dont les droits étaient acquis au 31 décembre 2009 :

Nombre d'options en cours	Nombre d'options dont les droits sont acquis	Prix d'exercice	Date d'échéance
81 368	81 368	9,57 \$	2011
135 726	135 726	12,03 \$	2012
341 320	341 320	12,81 \$	2013
479 484	479 484	15,28 \$	2014
10 000	10 000	15,23 \$	2014
17 011	17 011	14,55 \$	2014
508 367	508 367	18,40 \$	2015
28 000	28 000	18,11 \$	2015
14 708	14 708	20,82 \$	2015
491 937	359 805	22,94 \$	2016
596 232	298 116	28,19 \$	2014
136 832	68 416	25,76 \$	2014
815 352	203 838	28,27 \$	2015
1 037 156	–	22,29 \$	2016
4 693 493	2 546 159		

Le prix d'exercice moyen pondéré des options sur actions dont les droits sont acquis au 31 décembre 2009 était de 19,19 \$.

En mars 2009, la Société a attribué 1 037 156 options d'achat d'actions ordinaires en vertu de son régime de 2006 au cours moyen pondéré de 22,29 \$ en fonction des volumes des cinq jours précédant immédiatement la date d'attribution. La juste valeur des options attribuées était de 4,10 \$ l'option.

La juste valeur a été estimée à la date d'attribution selon le modèle de Black et Scholes et d'après les hypothèses suivantes :

Rendement de l'action (%)	3,19
Volatilité prévue (%)	24,3
Taux d'intérêt sans risque (%)	3,75
Durée de vie moyenne pondérée prévue (années)	4,5

La Société comptabilise une charge de rémunération à l'émission des options sur actions attribuées en vertu de ses régimes de 2002 et de 2006. La charge de rémunération est amortie sur la période d'acquisition des droits rattachés aux options attribuées de quatre ans selon la méthode de la juste valeur. Selon la méthode de la juste valeur, la charge de rémunération liée aux options sur actions s'est établie à 3 millions \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (3 millions \$ en 2008).

#### Régime d'UAD des administrateurs

En 2004, la Société a mis en place le régime d'UAD des administrateurs à titre de véhicule optionnel à l'intention des administrateurs pour qu'ils puissent choisir de recevoir leurs honoraires annuels sous forme de crédit porté à un compte fictif d'UAD au lieu d'un paiement au comptant. Chaque UAD correspond à une unité ayant une valeur sous-jacente égale à la valeur d'une action ordinaire de la Société. La Société peut aussi juger, de temps à autre, que des circonstances spéciales justifient raisonnablement l'attribution d'UAD à un administrateur à titre de rémunération en plus des honoraires annuels ou réguliers auxquels l'administrateur a droit. Avec prise d'effet en 2006, les administrateurs qui ne sont pas des dirigeants de la Société sont admissibles à l'attribution d'UAD représentant la composante en actions de la rémunération annuelle des administrateurs.

Nombre d'UAD	2009	2008
UAD en cours au début de l'exercice	100 617	69 722
Attribuées	30 336	27 224
Attribuées – dividendes fictifs réinvestis	5 375	3 671
UAD rachetées	(19 424)	–
UAD en cours à la fin de l'exercice	116 904	100 617

Au cours de 2009, 19 424 UAD ont été réglées à des membres du conseil d'administration de Fortis qui ont pris leur retraite, à un prix moyen pondéré de 26,15 \$ l'UAD, soit un montant total d'environ 0,5 million \$.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, une charge de 0,9 million \$ (0,2 million \$ en 2008) a été comptabilisée relativement au régime d'UAD.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

### Régime d'UAR

En 2004, la Société a mis en place le régime d'UAR qui est inclus à titre de composante des incitatifs à long terme attribués uniquement au président-directeur général de la Société. Chaque UAR correspond à une unité ayant une valeur sous-jacente égale à la valeur d'une action ordinaire de la Société.

Nombre d'UAR	2009	2008
UAR en cours au début de l'exercice	85 547	67 615
Attribuées	40 000	32 940
Attribuées – dividendes fictifs réinvestis	3 939	3 011
UAR rachetées	(31 353)	(18 019)
UAR en cours à la fin de l'exercice	98 133	85 547

En mars 2009, 31 353 UAR au cours de 23,39 \$ l'UAR pour un total d'environ 0,7 million \$ ont été réglées au président-directeur général de la Société. Le paiement a eu lieu à l'échéance de la période de trois ans pour l'attribution d'UAR qui avait été effectuée en mars 2006, et le président-directeur général a respecté toutes les conditions de paiement établies par le comité des ressources humaines du conseil d'administration de Fortis.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, une charge de 0,9 million \$ (0,6 million \$ en 2008) a été comptabilisée relativement au régime d'UAR.

### 17. Cumul des autres éléments du résultat étendu

Le cumul des autres éléments du résultat étendu comprend les gains et les pertes de change latents, déduction faite des activités de couverture, les gains et les pertes sur les activités de couverture de flux de trésorerie, et les gains et les pertes sur les activités de couverture de flux de trésorerie abandonnées, dont il est question à la note 2.

(en millions)	2009		
	Solde d'ouverture 1 <sup>er</sup> janvier	Variation nette	Solde de clôture 31 décembre
Pertes de change latentes, déduction faite des activités de couverture et après impôts	(46)\$	(32)\$	(78)\$
(Pertes) gains sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, après impôts	(1)	1	–
Pertes nettes sur instruments dérivés antérieurement abandonnés à titre de couvertures de flux de trésorerie, après impôts	(5)	–	(5)
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(52)\$	(31)\$	(83)\$

(en millions)	2008		
	Solde d'ouverture 1 <sup>er</sup> janvier	Variation nette	Solde de clôture 31 décembre
(Pertes) gains de change latent(e)s, déduction faite des activités de couverture et après impôts	(82)\$	36 \$	(46)\$
Pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, après impôts	(1)	–	(1)
Pertes nettes sur instruments dérivés antérieurement abandonnés à titre de couvertures de flux de trésorerie, après impôts	(5)	–	(5)
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(88)\$	36 \$	(52)\$

Au cours de 2009, des pertes de change latentes de 90 millions \$ (gains de 115 millions \$ en 2008) ont été comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu relativement à l'investissement net de la Société dans des établissements étrangers autonomes dont les résultats financiers sont libellés en dollars américains. Ces pertes de change latentes ont été en partie contrebalancées par la tranche efficace des gains latents après impôts de 58 millions \$ (pertes après impôts de 79 millions \$ en 2008) liés à la conversion de la dette à long terme de la Société libellée en dollars américains désignée à titre de couverture du risque de change. Il n'y avait pas de tranche inefficace.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2009 et 2008

### 18. Frais financiers

(en millions)	2009	2008
Intérêts – Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition	351 \$	336 \$
– Emprunts à court terme	10	25
AFUPC (note 2)	(18)	(13)
Intérêts gagnés	–	(2)
Dividendes sur actions privilégiées (notes 14 et 15)	17	17
	<b>360 \$</b>	<b>363 \$</b>

### 19. Impôts sur les bénéfices des sociétés

Avant le 1<sup>er</sup> janvier 2009, les sociétés Terasen Gas, FortisAlberta, FortisBC et Newfoundland Power utilisaient la méthode des impôts exigibles pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. L'incidence de l'adoption du chapitre 3465, dans sa version modifiée, « Impôts sur les bénéfices », sur les états financiers consolidés de la Société, au 1<sup>er</sup> janvier 2009, comprend une augmentation du total des passifs d'impôts futurs et des actifs d'impôts futurs respectivement de 491 millions \$ et 24 millions \$; une hausse des actifs et des passifs réglementaires respectivement de 535 millions \$ et 59 millions \$; et une augmentation nette combinée de 9 millions \$ des impôts à payer, des crédits reportés, des autres actifs, des immobilisations de services publics et de l'écart d'acquisition associée au reclassement des impôts futurs qui étaient auparavant portés en déduction des éléments respectifs du bilan. Les actifs et les passifs d'impôts futurs tiennent compte des incidences fiscales futures qu'aurait le règlement ultérieur des actifs et des passifs réglementaires connexes à même les tarifs imposés à la clientèle.

Les impôts futurs sont constatés pour tenir compte des écarts temporaires. Les actifs et passifs d'impôts futurs étaient constitués des éléments suivants :

(en millions)	2009	2008
<b>Passif (actif) d'impôts futurs</b>		
Immobilisations de services publics	514 \$	17 \$
Biens productifs	26	26
Actifs réglementaires	40	35
Actifs incorporels	8	3
Autres actifs	25	2
Crédits reportés	(30)	(14)
Report de pertes en avant	(31)	(28)
Coûts d'émission d'actions et de financement de la dette	(2)	(14)
Gains (pertes) de change latent(e)s sur la dette à long terme	5	(5)
Passifs réglementaires	(1)	–
<b>Passif d'impôts futurs, montant net</b>	<b>554 \$</b>	<b>22 \$</b>
Actif d'impôts futurs de l'exercice	(29)\$	– \$
Passif d'impôts futurs de l'exercice	24	15
Actif d'impôts futurs à long terme	(17)	(54)
Passif d'impôts futurs à long terme	576	61
<b>Passif d'impôts futurs, montant net</b>	<b>554 \$</b>	<b>22 \$</b>

L'adoption du chapitre 3465, dans sa version modifiée, « Impôts sur les bénéfices », le 1<sup>er</sup> janvier 2009, a également entraîné une charge d'impôts futurs additionnelle de 38 millions \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, ainsi qu'un ajustement réglementaire compensatoire de même montant à la charge d'impôts futurs au cours de l'exercice. L'ajustement réglementaire représente l'écart entre la charge d'impôts futurs constatée en vertu du chapitre 3465, dans sa version modifiée, et celle recouvrée à même les tarifs imposés aux clients au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Les composantes de la charge d'impôts sur les bénéfices des sociétés étaient les suivantes :

<i>(en millions)</i>	2009	2008
<b>Au Canada</b>		
Impôts exigibles	43 \$	47 \$
Impôts futurs	42	16
Moins : ajustement réglementaire	(38)	-
	4	16
<b>Total au Canada</b>	<b>47</b>	<b>63</b>
<b>À l'étranger</b>		
Impôts exigibles	1	4
Impôts futurs	1	(2)
<b>Total à l'étranger</b>	<b>2</b>	<b>2</b>
<b>Impôts sur les bénéfices des sociétés</b>	<b>49 \$</b>	<b>65 \$</b>

Les impôts sur les bénéfices des sociétés diffèrent du montant qui aurait été calculé en appliquant le taux d'imposition combiné fédéral et provincial canadien prévu par la loi au bénéfice avant impôts sur les bénéfices des sociétés et part des actionnaires sans contrôle. Le tableau qui suit présente un rapprochement des impôts consolidés selon les taux prévus par la loi et des impôts consolidés selon les taux effectifs.

<i>(en millions, sauf indication contraire)</i>	2009	2008
Taux d'imposition combiné fédéral et provincial canadien prévu par la loi	33,0 %	33,5 %
Taux d'imposition prévu par la loi appliqué au bénéfice avant impôts sur les bénéfices des sociétés et part des actionnaires sans contrôle	113	113
Dividendes sur actions privilégiées	6	6
Écart entre le taux canadien prévu par la loi et les taux applicables aux filiales étrangères	(16)	(12)
Écart entre les taux provinciaux canadiens prévus par la loi applicables aux filiales sous différentes juridictions canadiennes	(8)	(6)
Éléments capitalisés aux fins comptables mais passés en charges aux fins fiscales	(38)	(33)
Écart entre l'amortissement fiscal et les montants comptabilisés aux fins comptables	1	5
Règlement de l'impôt sur les fiducies du Québec – Terasen <sup>1)</sup>	-	(7)
Coûts des régimes de retraite	(1)	(2)
Divers	(8)	1
<b>Impôts sur les bénéfices des sociétés</b>	<b>49</b>	<b>65</b>
<b>Taux d'imposition effectif</b>	<b>14,4 %</b>	<b>19,3 %</b>

<sup>1)</sup> Au cours de 2008, Terasen a conclu un règlement avec Revenu Québec et l'Agence du revenu du Canada à l'égard de montants dus en raison d'une modification apportée à la loi fiscale du Québec. Cette modification a été promulguée en 2006 aux fins de contester certaines structures fiscales canadiennes interprovinciales. En conséquence de ce règlement, Terasen a comptabilisé une réduction d'impôts d'environ 7,5 millions \$ en 2008.

Au 31 décembre 2009, la Société avait des pertes autres qu'en capital et en capital reportées en avant d'environ 122 millions \$ (112 millions \$ au 31 décembre 2008), dont une tranche de 16 millions \$ (15 millions \$ au 31 décembre 2008) n'a pas été constatée dans les états financiers consolidés. Les pertes autres qu'en capital reportées en avant viennent à échéance entre 2014 et 2029.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2009 et 2008

### 20. Avantages sociaux futurs

La Société et ses filiales maintiennent chacune un régime ou une combinaison de régimes de retraite à prestations déterminées, de régimes de retraite à cotisations déterminées et de REER collectifs à l'intention de leurs employés. La Société, les sociétés Terasen Gas, FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric, FortisOntario et Algoma Power offrent aussi des régimes d'ACR à des employés admissibles.

Relativement au régime de retraite à prestations déterminées, l'obligation au titre des prestations constituées et la valeur de marché ou la juste valeur des actifs des régimes sont évaluées aux fins comptables en date du 31 décembre de chaque année pour la Société, les sociétés Terasen Gas, Newfoundland Power et Caribbean Utilities et en date du 30 septembre de chaque année pour FortisAlberta, FortisBC, FortisOntario et Algoma Power. La plus récente évaluation actuarielle des régimes de retraite aux fins de la capitalisation a été effectuée en date du 31 décembre 2007 pour FortisAlberta et FortisBC; du 31 décembre 2006 pour FortisOntario; du 31 décembre 2008 pour la Société, Newfoundland Power et Caribbean Utilities; et du 1<sup>er</sup> juillet 2009 pour Algoma Power. Pour les sociétés Terasen Gas, les plus récentes évaluations actuarielles des régimes de retraite aux fins de la capitalisation ont été effectuées le 17 mai 2007 et le 31 décembre 2007. Les prochaines évaluations seront effectuées au plus tard trois ans suivant la date de l'évaluation actuarielle la plus récente pour chaque régime.

La ventilation des actifs des régimes de retraite à prestations déterminées consolidés de la Société était la suivante :

#### Actifs des régimes aux 31 décembre

(%)	2009	2008
Titres canadiens	47	42
Titres à revenu fixe	39	44
Titres étrangers	9	8
Immobilier	5	6
	100	100

Le tableau suivant présente la composition des régimes de retraite à prestations déterminées de la Société et des filiales ainsi que leur situation de capitalisation :

	2009			2008		
	Obligations au titre des prestations constituées	Actifs des régimes	Capitalisation nette (non capitalisé)	Obligations au titre des prestations constituées	Actifs des régimes	Capitalisation nette (non capitalisé)
(en millions)						
Sociétés Terasen Gas	282 \$	257 \$	(25)\$	253 \$	227 \$	(26)\$
FortisAlberta	23	19	(4)	22	18	(4)
FortisBC	127	100	(27)	117	96	(21)
Newfoundland Power	222	243	21	190	212	22
FortisOntario <sup>1)</sup>	21	20	(1)	21	19	(2)
Algoma Power	17	15	(2)	–	–	–
Caribbean Utilities	5	3	(2)	6	3	(3)
Fortis	4	4	–	4	4	–
Total	701 \$	661 \$	(40)\$	613 \$	579 \$	(34)\$

<sup>1)</sup> Comprend les employés admissibles d'Énergie Niagara.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

(en millions)	Régimes de retraite à prestations déterminées capitalisés		Régimes de retraite à prestations déterminées supplémentaires non capitalisés		Régimes d'ACR non capitalisés	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
<b>Variation de l'obligation au titre des prestations constituées</b>						
Solde au début de l'exercice	613 \$	667 \$	41 \$	44 \$	169 \$	189 \$
Passif lié aux acquisitions	17	–	–	–	4	–
Coût des services rendus au cours de l'exercice	11	16	1	1	4	4
Cotisations des employés	9	8	–	–	–	–
Intérêts débiteurs	40	36	2	2	11	10
Prestations versées	(34)	(32)	(2)	(2)	(4)	(4)
Perte actuarielle (gain actuariel)	45	(80)	2	(4)	16	(30)
Coûts des services passés / modifications de régimes	–	(2)	–	–	(17)	–
Solde à la fin de l'exercice	701 \$	613 \$	44 \$	41 \$	183 \$	169 \$
<b>Variation de la valeur des actifs des régimes</b>						
Solde au début de l'exercice	579 \$	674 \$	– \$	– \$	– \$	– \$
Actifs liés aux acquisitions	15	–	–	–	–	–
Rendement réel (perte réelle) des actifs des régimes	71	(92)	–	–	–	–
Prestations versées	(34)	(32)	(2)	(2)	(4)	(4)
Cotisations des employés	9	8	–	–	–	–
Cotisations de l'employeur	21	21	2	2	4	4
Solde à la fin de l'exercice	661 \$	579 \$	– \$	– \$	– \$	– \$
<b>Situation de capitalisation</b>						
Déficit à la fin de l'exercice	(40)\$	(34)\$	(44)\$	(41)\$	(183)\$	(169)\$
Perte actuarielle nette non amortie (gain actuariel net non amorti)	172	152	1	(1)	40	26
Coûts des services passés non amortis	6	7	1	1	(17)	(1)
Obligation transitoire non amortie	7	7	1	2	15	15
Cotisations de l'employeur après la date d'évaluation	1	1	–	–	–	–
<b>Actifs (passifs) au titre des prestations constituées à la fin de l'exercice</b>						
	146 \$	133 \$	(41)\$	(39)\$	(145)\$	(129)\$
Coûts reportés des régimes de retraite (note 6)	147 \$	135 \$	(8)\$	(7)\$	– \$	– \$
Passifs des régimes à prestations déterminées (note 12)	(1)	(2)	(33)	(32)	–	–
Passifs des régimes d'ACR (note 12)	–	–	–	–	(145)	(129)
	146 \$	133 \$	(41)\$	(39)\$	(145)\$	(129)\$
<b>Hypothèses importantes</b>						
Taux d'actualisation moyen pondéré au cours de l'exercice (%)	6,62	5,37	6,65	5,35	6,72	5,39
Taux d'actualisation moyen pondéré aux 31 décembre (%)	6,16	6,62	6,19	6,65	6,27	6,72
Taux de rendement à long terme prévu moyen pondéré des actifs des régimes (%)	7,05	7,24	–	–	–	–
Taux de croissance moyen pondéré de la rémunération (%)	3,60	3,60	3,52	3,48	3,68	3,63
Croissance hypothétique moyenne pondérée du coût des soins de santé aux 31 décembre (%)	–	–	–	–	6,34	6,58
Durée résiduelle moyenne d'activité des employés actifs (années)	4–15	5–12	3–11	4–12	9–17	9–15

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2009 et 2008

### 20. Avantages sociaux futurs (suite)

(en millions)	Régimes de retraite à prestations déterminées capitalisés		Régimes de retraite à prestations déterminées supplémentaires non capitalisés		Régimes d'ACR non capitalisés	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
<b>Composantes du coût net au titre des prestations constituées</b>						
Coût des services rendus au cours de l'exercice	11 \$	16 \$	1 \$	1 \$	4 \$	4 \$
Intérêts débiteurs	40	36	2	2	11	10
(Rendement réel) perte réelle des actifs des régimes	(71)	92	–	–	–	–
Perte actuarielle (gain actuariel)	45	(80)	2	(4)	16	(30)
Coûts des services passés / modifications de régimes	–	(2)	–	–	(17)	–
Coût de l'exercice	25	62	5	(1)	14	(16)
Écart entre le coût de l'exercice et les coûts comptabilisés pour l'exercice relativement aux éléments suivants :						
Rendement des actifs des régimes	25	(141)	–	–	–	–
Gain actuariel (perte actuarielle)	(42)	84	(2)	4	(14)	34
Coûts des services passés	1	3	–	1	16	–
Obligation transitoire et modifications de régimes	–	–	1	–	2	3
Ajustement réglementaire	1	1	–	–	(6)	(7)
<b>Coût net au titre des prestations constituées</b>	<b>10 \$</b>	<b>9 \$</b>	<b>4 \$</b>	<b>4 \$</b>	<b>12 \$</b>	<b>14 \$</b>

Pour 2009, l'incidence d'une modification de 1 % du taux hypothétique de variation du coût des soins de santé était comme suit :

(en millions)	Augmentation de 1 % du taux	Diminution de 1 % du taux
Augmentation (diminution) de l'obligation au titre des prestations constituées	22 \$	(19)\$
Augmentation (diminution) du coût des services rendus au cours de l'exercice et des intérêts	2	(2)

Le tableau qui suit présente les sensibilités liées à une variation de 100 points de base du taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes de retraite et du taux d'actualisation sur le coût net au titre des prestations constituées de 2009 des régimes de retraite à prestations déterminées, et l'actif et le passif connexes au titre des prestations constituées comptabilisés dans les états financiers consolidés de la Société, de même que l'incidence sur l'obligation au titre des prestations constituées des régimes de retraite à prestations déterminées.

Augmentation (diminution)	Coût net au titre des prestations constituées	Actif au titre des prestations constituées	Passif au titre des prestations constituées	Obligation au titre des prestations constituées
(en millions)				
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de rendement	(7)\$	7 \$	– \$	– \$
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de rendement	7	(7)	–	–
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	(3)	2	(1)	(73)
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	6	(4)	1	86

Au cours de 2009, la Société a passé en charges un montant de 12 millions \$ (11 millions \$ en 2008) lié aux régimes de retraite à cotisations déterminées.

## 21. Acquisitions d'entreprises

2009

### ENTREPRISE DE SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS D'ÉLECTRICITÉ

#### a. Algoma Power

En octobre 2009, FortisOntario a fait l'acquisition de la totalité des actions ordinaires émises et en circulation de Great Lakes Power Distribution Inc., par la suite renommée Algoma Power, pour une contrepartie au comptant globale d'environ 75 millions \$, y compris les coûts d'acquisition, financée initialement au moyen d'emprunts sur la facilité de crédit confirmée de la Société.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Algoma Power détient et exploite un réseau de distribution d'électricité dans une région voisine de Sault Ste. Marie, en Ontario. L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition, d'après laquelle les résultats financiers d'Algoma Power ont été inclus dans les états financiers consolidés de Fortis à compter d'octobre 2009. Les résultats financiers d'Algoma Power ont été inclus dans le secteur Entreprises de services publics réglementés d'électricité – Autres entreprises canadiennes de services publics au Canada.

Algoma Power est régie par la CEO et, de ce fait, le calcul de ses produits et de son bénéfice est fondé sur des taux de rendement réglementés appliqués aux valeurs historiques, qui ne changent pas par suite d'un changement de propriétaire. Ainsi, pour tous les actifs et passifs particuliers associés à Algoma Power, aucun rajustement de juste valeur de marché n'a été comptabilisé comme élément du prix d'acquisition puisque tous les avantages économiques et obligations qui leur sont liés et qui excèdent les taux de rendement réglementaires sont transférés à la clientèle. Ainsi, la valeur comptable des actifs et des passifs d'Algoma Power correspond à leur juste valeur aux fins de la répartition du prix d'acquisition.

Le tableau qui suit résume la juste valeur des actifs acquis et des passifs pris en charge à la date de l'acquisition.

<i>(en millions)</i>	<b>Total</b>
<b>Juste valeur attribuée aux actifs nets :</b>	
Actif à court terme	9 \$
Immobilisations de services publics	49
Actifs incorporels	14
Actifs réglementaires	4
Autres actifs	2
Passif à court terme	(4)
Passifs réglementaires	(1)
Autres passifs	(3)
	<b>70</b>
Trésorerie	5
	<b>75 \$</b>

### ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES – FORTIS PROPERTIES

#### b. Holiday Inn Select Windsor

En avril 2009, Fortis Properties a acquis le Holiday Inn Select Windsor en Ontario pour un prix d'acquisition total au comptant d'environ 7 millions \$, y compris les frais d'acquisition.

L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition, d'après laquelle les résultats financiers de l'hôtel ont été inclus dans les états financiers consolidés de Fortis à compter d'avril 2009.

La répartition du prix d'acquisition entre les actifs selon leur juste valeur s'est établie comme suit :

<i>(en millions)</i>	<b>Total</b>
<b>Juste valeur attribuée aux actifs nets :</b>	
Biens productifs	7 \$

### 2008

### ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES – FORTIS PROPERTIES

#### Sheraton Hotel Newfoundland

En novembre 2008, Fortis Properties a acquis le Sheraton Hotel Newfoundland pour un prix d'acquisition total au comptant d'environ 22 millions \$, y compris les frais d'acquisition.

L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition, d'après laquelle les résultats financiers de l'hôtel ont été inclus dans les états financiers consolidés de Fortis à compter de novembre 2008.

La répartition du prix d'acquisition entre les actifs selon leur juste valeur s'est établie comme suit :

<i>(en millions)</i>	<b>Total</b>
<b>Juste valeur attribuée aux actifs nets :</b>	
Biens productifs	22 \$

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2009 et 2008

## 22. Informations sectorielles

L'information par secteur isolable s'établit comme suit :

Exercice terminé le 31 décembre 2009 (en millions \$)	ACTIVITÉS RÉGLEMENTÉES					ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES						Consolidé
	Entreprises de services publics de gaz					Entreprises de services publics d'électricité						
	Sociétés					Total		Siège social et autres			Éliminations inter-sectorielles	
	Terassen Gas – Canada	Fortis Alberta	Fortis BC	NF Power	Autres Canada <sup>1)</sup>	Électricité Canada	Électricité Caraïbes <sup>2)</sup>	Fortis Generation <sup>3)</sup>	Fortis Propriétés			
Produits d'exploitation	1 663	331	253	527	279	1 390	339	39	218	27	(39)	3 637
Coût de l'approvisionnement énergétique	1 022	–	72	346	183	601	192	2	–	–	(18)	1 799
Charges d'exploitation	268	132	70	52	32	286	54	11	146	14	(6)	773
Amortissement	102	94	37	46	19	196	37	5	16	8	–	364
Bénéfice d'exploitation	271	105	74	83	45	307	56	21	56	5	(15)	701
Frais financiers	121	50	32	34	19	135	16	2	22	79	(15)	360
Impôts sur les bénéfices des sociétés (recouvrements)	33	(5)	5	16	6	22	2	3	10	(21)	–	49
Part des actionnaires sans contrôle	–	–	–	1	–	1	11	–	–	–	–	12
Bénéfice net (perte nette)	117	60	37	32	20	149	27	16	24	(53)	–	280
Dividendes sur actions privilégiées	–	–	–	–	–	–	–	–	–	18	–	18
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires	117	60	37	32	20	149	27	16	24	(71)	–	262
Écart d'acquisition	908	227	221	–	63	511	141	–	–	–	–	1 560
Actifs identifiables	4 084	1 892	1 141	1 188	631	4 852	799	252	576	130	(93)	10 600
Total de l'actif	4 992	2 119	1 362	1 188	694	5 363	940	252	576	130	(93)	12 160
Dépenses en immobilisations brutes <sup>4)</sup>	246	407	115	74	46	642	92	14	26	4	–	1 024

Exercice terminé le 31 décembre 2008 (en millions \$)	1 902	300	237	517	262	1 316	408	82	207	26	(38)	3 903
Produits d'exploitation	1 902	300	237	517	262	1 316	408	82	207	26	(38)	3 903
Coût de l'approvisionnement énergétique	1 268	–	68	337	177	582	273	7	–	–	(18)	2 112
Charges d'exploitation	253	130	67	50	28	275	55	14	135	16	(5)	743
Amortissement	97	85	34	45	18	182	36	10	15	8	–	348
Bénéfice d'exploitation	284	85	68	85	39	277	44	51	57	2	(15)	700
Frais financiers	129	42	28	33	18	121	16	8	24	80	(15)	363
Impôts sur les bénéfices des sociétés (recouvrements)	37	(3)	6	19	7	29	2	10	10	(23)	–	65
Part des actionnaires sans contrôle	–	–	–	1	–	1	9	3	–	–	–	13
Bénéfice net (perte nette)	118	46	34	32	14	126	17	30	23	(55)	–	259
Dividendes sur actions privilégiées	–	–	–	–	–	–	–	–	–	14	–	14
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires	118	46	34	32	14	126	17	30	23	(69)	–	245
Écart d'acquisition	903	227	221	–	63	511	161	–	–	–	–	1 575
Actifs identifiables	3 721	1 574	978	1 001	520	4 073	867	285	559	126	(40)	9 591
Total de l'actif	4 624	1 801	1 199	1 001	583	4 584	1 028	285	559	126	(40)	11 166
Dépenses en immobilisations brutes <sup>4)</sup>	220	333	117	67	46	563	110	19	14	9	–	935

<sup>1)</sup> Comprend Maritime Electric et FortisOntario. FortisOntario comprend Algoma Power depuis octobre 2009.

<sup>2)</sup> Comprend Belize Electricity, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos.

<sup>3)</sup> Les résultats de 2009 comprennent l'expiration, le 30 avril 2009, à la fin d'un terme de 100 ans, des droits d'utilisation de l'eau de 75 MW visant la centrale Rankine à Niagara Falls.

<sup>4)</sup> Liées aux immobilisations de services publics, y compris les montants payés à l'AESO pour les projets d'investissement dans le transport, les biens productifs et les actifs incorporels.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Les opérations intersectorielles ont lieu dans le cours normal des affaires et sont évaluées à la valeur d'échange, soit le montant de la contrepartie établie et convenue par les parties liées. Les opérations intersectorielles importantes se rapportent essentiellement à la vente d'énergie de Fortis Generation à Belize Electricity et à FortisOntario, aux ventes d'électricité de Newfoundland Power à Fortis Properties et aux frais financiers attribués aux emprunts intersectoriels. Les opérations intersectorielles importantes pour les exercices terminés les 31 décembre sont décrites ci-dessous :

<i>(en millions)</i>	2009	2008
Ventes de Fortis Generation aux entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	17 \$	17 \$
Ventes de Fortis Generation aux autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	1	1
Ventes de Newfoundland Power à Fortis Properties	4	4
Frais financiers intersectoriels relatifs aux emprunts suivants :		
Du siège social aux entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada	1	2
Du siège social aux entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	6	5
Du siège social à Fortis Properties	8	8

### 23. Informations supplémentaires sur les états des flux de trésorerie consolidés

<i>(en millions)</i>	2009	2008
Intérêts payés	378 \$	380 \$
Impôts sur les bénéfices payés	85	33

### 24. Gestion du capital

Les activités principales de la Société, les services publics réglementés de distribution de gaz et d'électricité, nécessitent un accès constant à des capitaux pour permettre aux entreprises de services publics de financer l'entretien et l'expansion de leurs réseaux. Fortis contracte des dettes au niveau de ses filiales afin d'assurer que leurs activités réglementées sont transparentes et fiscalement efficaces et qu'elles disposent d'une source de financement souple. Fortis finance généralement une part importante des acquisitions à même le produit tiré des émissions d'actions ordinaires et privilégiées. Afin de préserver cet accès aux capitaux, la Société vise à maintenir une structure du capital à long terme consolidée composée d'environ 40 % de capitaux propres, y compris les actions privilégiées, et d'environ 60 % de titres de créance, ainsi que des notes de solvabilité propres à attirer les investisseurs.

Chaque entreprise de services publics réglementés de la Société maintient une structure du capital qui lui est propre et qui est conforme à la structure du capital réputée qui est reflétée dans les tarifs imposés à la clientèle de l'entreprise de services publics.

Le tableau ci-dessous présente une comparaison de la structure du capital consolidée de Fortis au 31 décembre 2009 avec la structure du capital consolidée au 31 décembre 2008.

	2009		2008	
	<i>(en millions)</i>	(%)	<i>(en millions)</i>	(%)
Total de la dette et des obligations liées aux contrats de location-acquisition (déduction faite de la trésorerie) <sup>1)</sup>	5 830 \$	60,2	5 468 \$	59,5
Actions privilégiées <sup>2)</sup>	667	6,9	667	7,3
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	3 193	32,9	3 046	33,2
Total	9 690 \$	100,0	9 181 \$	100,0

<sup>1)</sup> Comprennent la dette à long terme et les obligations liées aux contrats de location-acquisition, incluant la tranche échéant à moins d'un an, et les emprunts à court terme, déduction faite de la trésorerie.

<sup>2)</sup> Comprennent les actions privilégiées classées tant comme passifs à long terme que comme capitaux propres.

Certains titres de créance à long terme de la Société comportent des clauses qui restreignent l'émission de titres de créance supplémentaires de façon à ce que la dette consolidée ne puisse excéder 70 % de la structure du capital consolidée de la Société, comme il est défini dans les conventions de la dette à long terme. Au 31 décembre 2009, la Société et ses filiales, à l'exception de certaines dettes à Belize Electricity et à la société Exploits comme il est décrit plus loin, respectaient les clauses restrictives des conventions de leur dette à long terme.

Par suite de la décision finale de l'organisme de réglementation portant sur la demande de tarifs pour 2008/2009 de Belize Electricity en juin 2008, cette dernière ne respecte pas certaines clauses restrictives de sa dette qui lui imposent des ratios financiers à l'égard des prêts contractés auprès de la Banque internationale pour la reconstruction et le développement et la Banque de développement des Caraïbes totalisant 7 millions \$ (12 millions \$ BZ) au 31 décembre 2009. La société a avisé les prêteurs de cette situation et a demandé les dispenses appropriées.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2009 et 2008

### 24. Gestion du capital (suite)

Comme les actifs hydroélectriques et les droits d'utilisation de l'eau de la société Exploits ont été cédés en garantie du prêt à terme de la société Exploits, l'expropriation de ces actifs et de ces droits par le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a créé un cas de défaut en vertu des modalités du prêt. Le prêt à terme est sans recours contre Fortis et s'élevait à environ 59 millions \$ au 31 décembre 2009 (61 millions \$ au 31 décembre 2008). Les prêteurs n'ont pas exigé un remboursement anticipé du prêt à terme. Se reporter à la note 28 pour en savoir davantage sur la société Exploits.

Les notes de solvabilité et les facilités de crédit consolidées de la Société sont décrites plus en détail à la rubrique « Risque d'illiquidité » de la note 26.

### 25. Instruments financiers

La Société a désigné ses instruments financiers non dérivés comme suit :

(en millions)	Au 31 décembre 2009		Au 31 décembre 2008	
	Valeur comptable	Juste valeur estimative	Valeur comptable	Juste valeur estimative
<b>Détenus à des fins de transaction</b>				
Trésorerie et équivalents de trésorerie <sup>1)</sup>	85 \$	85 \$	66 \$	66 \$
<b>Prêts et créances</b>				
Comptes clients et autres débiteurs <sup>1) 2) 3)</sup>	595	595	674	674
Autres montants à recevoir de clients <sup>1) 3) 4)</sup>	7	7	8	8
<b>Autres passifs financiers</b>				
Emprunts à court terme <sup>1) 3)</sup>	415	415	410	410
Comptes fournisseurs et autres créditeurs <sup>1) 3) 5)</sup>	730	730	782	782
Dividendes à verser <sup>1) 3)</sup>	3	3	47	47
Dépôts de clients <sup>1) 3) 6)</sup>	7	7	6	6
Dettes à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an <sup>7) 8)</sup>	5 502	5 906	5 122	5 040
Actions privilégiées classées comme dette <sup>7) 9)</sup>	320	348	320	329

<sup>1)</sup> En raison de la nature ou de l'échéance à court terme de ces instruments financiers, leur valeur comptable se rapproche de leur juste valeur.

<sup>2)</sup> Inclus dans les débiteurs inscrits au bilan consolidé.

<sup>3)</sup> La valeur comptable se rapproche du coût après amortissement.

<sup>4)</sup> Inclus dans les autres actifs inscrits au bilan consolidé.

<sup>5)</sup> Inclus dans les créditeurs et charges à payer au bilan consolidé.

<sup>6)</sup> Inclus dans les crédits reportés au bilan consolidé.

<sup>7)</sup> La valeur comptable est évaluée au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

<sup>8)</sup> La valeur comptable au 31 décembre 2009 exclut les frais financiers reportés non amortis de 39 millions \$ (34 millions \$ au 31 décembre 2008) et les obligations liées aux contrats de location-acquisition de 37 millions \$ (36 millions \$ au 31 décembre 2008).

<sup>9)</sup> Les actions privilégiées classées comme capitaux propres sont exclues des exigences du chapitre 3855 du *Manuel de l'ICCA*, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation »; toutefois, la juste valeur estimative des actions privilégiées de la Société classées comme capitaux propres de 347 millions \$ s'établissait à 356 millions \$ au 31 décembre 2009 (valeur comptable de 347 millions \$ et juste valeur de 268 millions \$ au 31 décembre 2008).

La valeur comptable des instruments financiers inclus dans l'actif et le passif à court terme, les autres actifs et les crédits reportés aux bilans consolidés de Fortis se rapproche de leur juste valeur, ce qui reflète l'échéance à court terme, les conditions normales de crédit et la nature de ces instruments.

La juste valeur de la dette à long terme est calculée en utilisant les cours du marché lorsqu'ils sont disponibles. Lorsqu'il n'y a pas de cours du marché disponibles, la juste valeur est établie en actualisant les flux de trésorerie futurs du titre d'emprunt particulier à un taux de rendement estimatif jusqu'à l'échéance équivalent au rendement d'obligations gouvernementales ou de bons du Trésor de référence comportant une échéance similaire, majoré d'une prime au risque de crédit égale à celle d'émetteurs dont la qualité du crédit est semblable. Puisque la Société n'a pas l'intention de régler la dette à long terme avant son échéance, l'estimation de la juste valeur ne représente pas un passif réel et, par conséquent, n'inclut pas les coûts d'échange ou de règlement. La juste valeur des actions privilégiées de la Société est établie selon les cours du marché.

De temps à autre, la Société et ses filiales ont recours aux instruments financiers dérivés pour couvrir les risques de fluctuation des taux d'intérêt, des taux de change et des prix du gaz naturel. La Société ne détient ni n'émet d'instruments financiers dérivés à des fins de transaction. Le tableau suivant présente un sommaire de la valeur des instruments financiers dérivés de la Société aux 31 décembre.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

	2009				2008	
	Durée jusqu'à l'échéance (années)	Nombre de contrats	Valeur comptable (en millions)	Juste valeur estimative (en millions)	Valeur comptable (en millions)	Juste valeur estimative (en millions)
<b>Actif (passif)</b>						
Swap de taux d'intérêt <sup>1) 2)</sup>	1	1	– \$	– \$	– \$	– \$
Contrat de change à terme <sup>3) 4)</sup>	<2	1	–	–	7	7
Dérivés sur gaz naturel : <sup>2) 5)</sup>						
Swaps et options	Jusqu'à 5	223	(119)	(119)	(84)	(84)
Obligations liées aux contrats d'achat de gaz	Jusqu'à 2	69	(3)	(3)	(8)	(8)

<sup>1)</sup> Le swap de taux d'intérêt vient à échéance en octobre 2010. Le swap fixe le taux d'intérêt des facilités de crédit non renouvelables de Fortis Properties à 5,32 %.

<sup>2)</sup> Les évaluations de la juste valeur sont de niveau 1 selon les trois niveaux qui distinguent le niveau de caractère observable des prix utilisé pour évaluer la juste valeur.

<sup>3)</sup> L'évaluation de la juste valeur est de niveau 2, selon les trois niveaux qui distinguent le niveau de caractère observable des prix utilisé pour évaluer la juste valeur.

<sup>4)</sup> La juste valeur du contrat de change à terme était comptabilisée dans les débiteurs aux 31 décembre 2009 et 2008.

<sup>5)</sup> La juste valeur des dérivés sur gaz naturel était comptabilisée dans les créditeurs aux 31 décembre 2009 et 2008.

La juste valeur des instruments financiers de la Société, y compris les instruments financiers dérivés, correspond à une estimation à un moment précis en fonction de renseignements actuels et pertinents concernant le marché pour ces instruments à la date des bilans. Les estimations ne sont pas précises, du fait qu'elles mettent en jeu des incertitudes et des questions de jugement et, par conséquent, elles pourraient ne pas être pertinentes aux fins de la prévision du bénéfice ou des flux de trésorerie futurs de la Société.

## 26. Gestion du risque financier

La Société est principalement exposée au risque de crédit, au risque d'illiquidité et au risque de marché en raison des instruments financiers qu'elle détient dans le cours normal des affaires.

**Risque de crédit** Risque qu'une contrepartie à un instrument financier manque à ses obligations contractuelles aux termes de l'instrument financier.

**Risque d'illiquidité** Risque qu'une entité éprouve des difficultés à réunir les fonds nécessaires pour respecter ses engagements aux termes des instruments financiers.

**Risque de marché** Risque que la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs liés à un instrument financier fluctuent en raison des variations des cours du marché. La Société est exposée au risque de change, au risque lié au taux d'intérêt et au risque lié au prix des marchandises.

### Risque de crédit

En ce qui a trait à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie, aux comptes clients et autres débiteurs et aux autres montants à recevoir des clients, la Société est exposée à un risque de crédit qui se limite à la valeur comptable au bilan consolidé. La Société possède généralement un bassin important et diversifié de clients, ce qui réduit la concentration du risque de crédit. La Société et ses filiales ont élaboré diverses politiques afin de réduire le risque de crédit, notamment l'exigence de vérifier les dépôts et le crédit de certains clients et d'effectuer des débranchements ou d'avoir recours à des agences de recouvrement indépendantes dans le cas de comptes en souffrance.

FortisAlberta fait face à une concentration de risque de crédit, car elle facture des services de distribution à un groupe relativement restreint de détaillants, de sorte que, au 31 décembre 2009, son exposition brute au risque de crédit s'établissait à environ 90 millions \$, soit la valeur prévue de la facturation aux détaillants pour une période de 60 jours. La Société a atténué son exposition, la ramenant à environ 1 million \$, en obtenant des détaillants un dépôt au comptant, une caution, une lettre de crédit ou une note de première qualité de la part d'une importante agence de notation, ou en obligeant le détaillant à obtenir une garantie financière auprès d'une entité dont la note est de première qualité.

Les sociétés Terasen Gas sont exposées à un risque de crédit en cas de défaut des contreparties à ses instruments financiers dérivés. Les sociétés Terasen Gas sont également exposées à un risque de crédit élevé à l'égard des ventes physiques hors réseau. Pour aider à atténuer le risque de crédit, les sociétés Terasen Gas traitent avec des institutions très solvables, conformément aux pratiques établies en matière d'approbation de crédit. Les contreparties avec lesquelles les sociétés Terasen Gas effectuent des opérations importantes ont une notation de A ou plus. La société a aussi recours à des conventions de compensation afin de réduire le risque de crédit et peut exiger des contreparties seulement le règlement net si une telle clause existe.

L'analyse chronologique des comptes clients et autres débiteurs consolidés de la Société, déduction faite d'une provision pour créances douteuses de 17 millions \$ au 31 décembre 2009 (16 millions \$ au 31 décembre 2008), à l'exclusion des instruments financiers dérivés présentés dans les débiteurs, est présentée ci-après :

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2009 et 2008

### 26. Gestion du risque financier (suite)

<i>(en millions)</i>	Au 31 décembre 2009	Au 31 décembre 2008
Comptes qui ne sont pas en souffrance	527 \$	585 \$
Comptes en souffrance de 0 à 30 jours	52	68
Comptes en souffrance de 31 à 60 jours	8	13
Comptes en souffrance de 61 jours et plus	8	8
	<b>595 \$</b>	<b>674 \$</b>

Au 31 décembre 2009, d'autres montants à recevoir de clients de 7 millions \$ (compris dans les autres actifs) seront reçus au cours des cinq prochains exercices et par la suite, soit une tranche de 2 millions \$ qui devrait être reçue en 2010, une tranche de 3 millions \$ en 2011 et 2012, une tranche de 1 million \$ en 2013 et 2014 et une tranche de 1 million \$ après l'exercice 2014.

#### Risque d'illiquidité

La situation financière consolidée de la Société pourrait s'en ressentir si cette dernière ou une de ses filiales d'exploitation ne réussissent pas à obtenir à des conditions économiques des fonds suffisants pour, entre autres, financer les dépenses en immobilisations et rembourser la dette au fur et à mesure des échéances. La capacité d'obtenir des fonds suffisants à des conditions économiques dépend de nombreux facteurs, y compris les résultats d'exploitation consolidés et la situation financière consolidée de la Société et de ses filiales, la situation des marchés financiers et du crédit bancaire, les notes attribuées par les agences de notation et la conjoncture économique générale.

Afin d'atténuer le risque d'illiquidité, la Société et ses entreprises de services publics réglementés les plus importantes ont obtenu des facilités de crédit confirmées afin de maintenir le financement à court terme des dépenses en immobilisations et les besoins saisonniers de fonds de roulement.

La facilité de crédit confirmée de la Société est disponible pour le financement provisoire des acquisitions et pour les besoins généraux du siège social. Selon le moment de la réception des paiements au comptant des filiales, la Société peut devoir faire des emprunts sur sa facilité de crédit confirmée de temps à autre afin de soutenir le service de la dette et le versement des dividendes. Au cours des cinq prochains exercices, les échéances moyennes annuelles de la dette à long terme et les remboursements devraient être d'environ 270 millions \$. Les facilités de crédit disponibles et le volume annuel relativement faible des échéances et des remboursements sur la dette apporteront à la Société et à ses filiales une flexibilité pour choisir le moment des appels aux marchés financiers.

Au 31 décembre 2009, la Société et ses filiales avaient des facilités de crédit consolidées d'environ 2,2 milliards \$, dont une tranche d'environ 1,4 milliard \$ demeurerait inutilisée. La presque totalité des facilités de crédit sont contractées auprès des sept plus importantes banques canadiennes, aucune banque ne représentant plus de 25 % de ces facilités.

Le sommaire qui suit présente les facilités de crédit de la Société et de ses filiales.

<i>(en millions)</i>	Siège social et autres	Enterprises de services publics réglementés	Fortis Properties	Total au 31 décembre 2009	Total au 31 décembre 2008
Total des facilités de crédit	645 \$	1 495 \$	13 \$	<b>2 153 \$</b>	2 228 \$
Facilités de crédit utilisées :					
Emprunts à court terme	–	(409)	(6)	<b>(415)</b>	(410)
Dette à long terme (note 11) <sup>1)</sup>	(125)	(83)	–	<b>(208)</b>	(224)
Lettres de crédit en cours	(1)	(98)	(1)	<b>(100)</b>	(104)
Facilités de crédit inutilisées	<b>519 \$</b>	<b>905 \$</b>	<b>6 \$</b>	<b>1 430 \$</b>	1 490 \$

<sup>1)</sup> Au 31 décembre 2009, les emprunts sur les facilités de crédit classés dans la dette à long terme incluaient 13 millions \$ (8 millions \$ au 31 décembre 2008) comme tranche à court terme de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition inscrits au bilan consolidé.

Aux 31 décembre 2009 et 2008, certains emprunts sur les facilités de crédit de la Société et de ses filiales étaient classés dans la dette à long terme. Ces emprunts ont été effectués sur les facilités de crédit confirmées à long terme, et la direction se propose de les refinancer au moyen d'un financement permanent à long terme au cours de périodes à venir.

### *Siège social et autres*

Terasen détient une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 30 millions \$ venant à échéance en mai 2011 et pouvant servir aux besoins généraux du siège social.

Fortis a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 600 millions \$, venant à échéance en mai 2012, et une facilité de crédit à vue non garantie de 15 millions \$. Les deux facilités sont disponibles pour les besoins généraux du siège social, et la facilité confirmée est aussi disponible pour le financement provisoire d'une acquisition.

### *Entreprises de services publics réglementés*

TGI a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 500 millions \$ venant à échéance en août 2013. TGVI a une facilité de crédit renouvelable non garantie confirmée de 350 millions \$ venant à échéance en janvier 2011. Les facilités sont utilisées pour financer les besoins de fonds de roulement et les dépenses en immobilisations et pour les besoins généraux du siège social. En outre, TGVI détient une facilité de crédit subordonnée non renouvelable confirmée et non garantie de 20 millions \$ venant à échéance en janvier 2013. Cette facilité de crédit ne peut être utilisée que pour le refinancement des remboursements annuels à l'égard des prêts gouvernementaux non porteurs d'intérêts.

FortisAlberta a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 200 millions \$ venant à échéance en mai 2012, utilisée pour financer les dépenses en immobilisations et pouvant servir aux besoins généraux du siège social. Avec le consentement des prêteurs, le montant de la facilité peut être porté à 250 millions \$. FortisAlberta a aussi une facilité de crédit à vue non garantie de 10 millions \$.

FortisBC a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 150 millions \$, dont une tranche de 50 millions \$ vient à échéance en mai 2012 et dont la tranche résiduelle de 100 millions \$ échoit en mai 2010. En outre, la société a la capacité de faire augmenter le montant de la facilité de crédit pour le porter à un total de 200 millions \$, sous réserve de l'approbation de la banque. Cette facilité est utilisée pour financer les dépenses en immobilisations et pour les besoins généraux du siège social. FortisBC a aussi une facilité de crédit à vue non garantie de 10 millions \$.

Newfoundland Power a des facilités de crédit non garanties de 120 millions \$, composées d'une facilité de crédit renouvelable confirmée de 100 millions \$ qui arrive à échéance en août 2011 et d'une facilité de crédit à vue de 20 millions \$.

Maritime Electric a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 50 millions \$, qui arrive à échéance chaque année en mars, et une facilité de crédit à vue non garantie de 5 millions \$.

FortisOntario a des lignes de crédit garanties totalisant 20 millions \$, dont une tranche de 14 millions \$ est utilisée exclusivement pour les lettres de crédit.

Caribbean Utilities a des facilités de crédit non garanties de 33 millions \$ US (34 millions \$), composées d'une marge de crédit aux fins des dépenses en immobilisations de 18 millions \$ US (19 millions \$), y compris des montants disponibles pour des lettres de crédit, une marge de crédit d'exploitation de 7,5 millions \$ US (8 millions \$) et un prêt de soutien de 7,5 millions \$ US (8 millions \$) en cas de sinistre.

Fortis Turks and Caicos a des facilités de crédit non garanties de 21 millions \$ US (22 millions \$), composées d'une facilité de crédit d'exploitation de 5 millions \$ US (5 millions \$), d'une marge de crédit aux fins des dépenses en immobilisations de 7 millions \$ US (7 millions \$) et d'un prêt de soutien de 9 millions \$ US (9,5 millions \$) en cas d'urgence.

Belize Electricity a une facilité de crédit à vue pour découvert qui est non garantie sur 2 millions \$ BZ (1 million \$) et sur 5 millions \$ BZ (3 millions \$), respectivement consentie par Belize Bank Limited et Scotiabank.

### *Fortis Properties*

Fortis Properties a une facilité de crédit à vue renouvelable garantie de 13 millions \$, utilisée pour les besoins généraux du siège social.

De plus, la Société et ses entreprises de services publics actuellement notées visent une note de solvabilité de qualité afin de maintenir leur accès au marché financier à des taux d'intérêt raisonnables. Au 31 décembre 2009, les notes de la Société se présentaient comme suit :

Standard & Poor's	A- (note à long terme de la Société et des titres de créance non garantis)
DBRS	BBB (élevé) (note des titres de créance non garantis)

Les notes reflètent la diversité des activités de Fortis, la nature autonome et la séparation financière de chaque filiale réglementée de Fortis, l'engagement de la direction à contenir les niveaux d'endettement au niveau de la société de portefeuille et l'effort soutenu de la Société à faire l'acquisition d'entreprises de services publics réglementés stables.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2009 et 2008

### 26. Gestion du risque financier (suite)

Le tableau suivant présente une analyse des échéances contractuelles des passifs financiers de la Société au 31 décembre 2009.

#### Passifs financiers

(en millions)	Échéant dans moins de un an	Échéant dans 2 et 3 ans	Échéant dans 4 et 5 ans	Échéant après 5 ans	Total
Emprunts à court terme	415 \$	– \$	– \$	– \$	415 \$
Comptes fournisseurs et autres créiteurs	730	–	–	–	730
Dérivés sur gaz naturel <sup>1)</sup>	81	31	5	–	117
Contrat de change à terme <sup>2)</sup>	14	1	–	–	15
Dividendes à verser	3	–	–	–	3
Dépôts de clients <sup>3)</sup>	2	2	1	2	7
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an <sup>4)</sup>	222	312	797	4 171	5 502
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme	346	667	641	4 972	6 626
Actions privilégiées classées comme dette	–	–	123	197	320
Obligations de paiement de dividendes sur les actions privilégiées, classées comme intérêts débiteurs	17	33	24	16	90
	1 830 \$	1 046 \$	1 591 \$	9 358 \$	13 825 \$

<sup>1)</sup> Les montants sont présentés d'après des flux de trésorerie bruts. Au 31 décembre 2009, les dérivés étaient comptabilisés dans les créiteurs à la juste valeur de 122 millions \$.

<sup>2)</sup> Les montants sont présentés d'après des flux de trésorerie bruts. Au 31 décembre 2009, le contrat était comptabilisé dans les créiteurs à la juste valeur de 0,2 million \$.

<sup>3)</sup> Les dépôts de clients étaient comptabilisés dans les crédits reportés au 31 décembre 2009.

<sup>4)</sup> Exclut les frais financiers reportés de 39 millions \$ et les obligations liées aux contrats de location-acquisition de 37 millions \$.

#### Risque de marché

##### Risque de change

Le bénéfice tiré des filiales étrangères autonomes de la Société et les investissements nets dans ces dernières sont exposés aux fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. La Société a efficacement réduit cette exposition au moyen d'emprunts en dollars américains à l'échelle du siège social. Le gain ou la perte de change à la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars américains contrebalance en partie la perte ou le gain de change à la conversion du bénéfice des filiales étrangères de la Société, qui est libellé en dollars américains ou en une monnaie fondée sur le dollar américain. La monnaie de présentation de Belize Electricity est le dollar bélizien, alors que celle de Caribbean Utilities, de Fortis Turks and Caicos, de FortisUS Energy et de BECOL est le dollar américain. La valeur du dollar bélizien est fondée sur celle du dollar américain selon le rapport 2,00 \$ BZ pour 1,00 \$ US.

Au 31 décembre 2009, la totalité de la dette à long terme de 390 millions \$ US (403 millions \$ US au 31 décembre 2008) de la Société était désignée comme couverture d'une tranche des investissements nets de la Société dans des établissements étrangers. Au 31 décembre 2009, la Société avait des investissements nets dans des établissements étrangers d'environ 174 millions \$ US (119 millions \$ US au 31 décembre 2008) non encore couverts. Les variations des taux de change liées à la conversion des emprunts en dollars américains de la Société qui sont désignés comme couvertures sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu et servent à contrebalancer les gains et les pertes de change latents sur les investissements nets dans des établissements étrangers, qui sont aussi comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu.

Une appréciation ou une dépréciation de 5 % du dollar américain par rapport au dollar canadien se serait traduite par une hausse ou une baisse du bénéfice d'environ 1 million \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (0,6 million \$ en 2008), et par une baisse ou une hausse des autres éléments du résultat étendu de 20 millions \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (25 millions \$ en 2008). L'analyse de sensibilité se limite à l'incidence nette de la conversion des intérêts débiteurs et du bénéfice des filiales étrangères de la Société libellés en dollars américains sur le bénéfice de la Société, et à l'incidence de la conversion des emprunts en dollars américains sur les autres éléments du résultat étendu. L'analyse ne tient pas compte du risque lié à la conversion des investissements nets dans des établissements étrangers autonomes en dollars canadiens, parce que ces investissements ne constituent pas des instruments financiers. Toutefois, une appréciation ou une dépréciation de 5 % du dollar américain par rapport au dollar canadien associée à la conversion des investissements nets de la Société dans des établissements étrangers autonomes se serait traduite par une augmentation ou une diminution des autres éléments du résultat étendu de 31 millions \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (32 millions \$ en 2008).

Les paiements de TGVI libellés en dollars américains en vertu d'un contrat pour la construction d'une installation de stockage de GNL exposent TGVI à la variation du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. Pour couvrir cette exposition, TGVI a conclu un contrat de change à terme. Au 31 décembre 2009, une appréciation ou une dépréciation de 5 % du dollar américain par rapport au dollar canadien, en raison de son incidence sur l'évaluation de la juste valeur du contrat de change à terme, en l'absence de réglementation des tarifs et

dans la mesure où toutes les autres variables demeurent inchangées, se serait traduite par une augmentation ou une diminution du bénéfice de 1 million \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (3 millions \$ en 2008). De plus, TGV a obtenu des organismes de réglementation l'approbation de reporter toute hausse ou baisse de la juste valeur du contrat de change à terme, aux fins de son recouvrement auprès des clients, ou de son remboursement aux clients, dans les tarifs futurs. Par conséquent, toute variation de la juste valeur aurait eu une incidence sur les actifs ou les passifs réglementaires plutôt que sur le bénéfice.

### *Risque de taux d'intérêt*

La Société et ses filiales sont exposées au risque de taux d'intérêt lié aux emprunts à court terme et aux emprunts à taux variable.

La Société et ses filiales peuvent conclure des swaps de taux d'intérêt afin de réduire ce risque. Au cours de 2009, Fortis Properties a été partie à deux swaps de taux d'intérêt afin de fixer les taux d'intérêt sur ses emprunts à taux variable. Au cours du troisième trimestre de 2009, l'un des swaps de taux d'intérêt de Fortis Properties est arrivé à échéance. Une augmentation de 100 points de base des taux d'intérêt liés à la dette à taux variable, dans la mesure où toutes les autres variables demeurent inchangées, se serait traduite par une diminution du bénéfice de 4 millions \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (5 millions \$ en 2008). Une diminution de 25 points de base des taux d'intérêt liés à la dette à taux variable, dans la mesure où toutes les autres variables demeurent inchangées, se serait traduite par une augmentation du bénéfice de 1 million \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (1 million \$ en 2008). En outre, les sociétés Terasen Gas et FortisBC ont obtenu des organismes de réglementation l'approbation de reporter toute hausse ou baisse des intérêts débiteurs découlant des fluctuations des taux d'intérêt se rapportant à leur dette à taux variable, aux fins de son recouvrement auprès des clients, ou de son remboursement aux clients, dans les tarifs futurs.

Au 31 décembre 2009, une augmentation ou une diminution de 100 points de base des taux d'intérêt sur l'évaluation de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt n'aurait eu aucune incidence sur les autres éléments du résultat étendu pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (hausse ou baisse des autres éléments du résultat étendu de 0,1 million \$ en 2008).

En outre, certaines facilités de crédit confirmées donnent lieu à des frais qui sont liés aux notes de solvabilité de la Société ou de ses filiales. Une baisse d'un cran des notes de solvabilité de la Société et de ses filiales qui ont déjà obtenu une note de solvabilité, dans la mesure où toutes les autres variables demeurent inchangées, se serait traduite par une baisse du bénéfice d'environ 1 million \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (1 million \$ pour 2008).

### *Risque lié au prix des marchandises*

Les sociétés Terasen Gas sont exposées au risque lié au prix des marchandises en raison des variations du prix du marché du gaz naturel. Ce risque est réduit en concluant des contrats dérivés sur gaz naturel qui permettent de fixer efficacement le prix du gaz naturel acheté. La stratégie de gestion du risque lié aux prix qu'ont établie les sociétés Terasen Gas vise à augmenter la probabilité que les prix du gaz naturel demeurent compétitifs par rapport aux tarifs d'électricité, à modérer l'incidence de la volatilité des prix du gaz sur les taux imposés aux clients et à réduire le risque d'écarts de prix à l'échelle régionale. Les contrats dérivés sur gaz naturel sont comptabilisés au bilan consolidé à la juste valeur, et toute variation de la juste valeur est reportée à titre d'actif ou de passif réglementaire, sous réserve de l'approbation des organismes de réglementation, aux fins de recouvrement auprès des clients, ou de remboursement aux clients, dans les tarifs futurs.

Si le prix du gaz naturel avait augmenté de 1 \$ par gigajoule, et si toutes les autres variables étaient demeurées inchangées, la juste valeur des dérivés sur gaz naturel aurait été moins hors du cours et, en l'absence de réglementation des tarifs, les autres éléments du résultat étendu auraient augmenté de 81 millions \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (54 millions \$ en 2008). Toutefois, les sociétés Terasen Gas reportent toute variation de la juste valeur des dérivés sur gaz naturel, sous réserve de l'approbation des organismes de réglementation, aux fins de recouvrement auprès des clients, ou de remboursement aux clients, dans les tarifs futurs. Par conséquent, au lieu d'accroître les autres éléments du résultat étendu, cette augmentation aurait entraîné une baisse des actifs réglementaires à court terme de 81 millions \$ (54 millions \$ au 31 décembre 2008). Si le prix du gaz naturel avait diminué de 1 \$ par gigajoule, et si toutes les autres variables étaient demeurées inchangées, la juste valeur des dérivés sur gaz naturel aurait été plus hors du cours et, en l'absence de réglementation des tarifs, les autres éléments du résultat étendu auraient diminué de 82 millions \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (52 millions \$ en 2008). Toutefois, sous réserve de l'approbation réglementaire du report, au lieu d'entraîner une baisse des autres éléments du résultat étendu, cette diminution aurait entraîné une hausse des actifs réglementaires à court terme de 82 millions \$ (52 millions \$ au 31 décembre 2008).

L'exposition de la Société au risque de marché lié au contrat de change à terme et aux dérivés sur gaz naturel représente une estimation des variations de la juste valeur qui pourraient se produire en cas de mouvements hypothétiques des taux de change et des prix des marchandises. Il se peut que les estimations ne soient pas représentatives des résultats réels et ne représentent pas les gains et pertes de juste valeur possibles maximaux qui pourraient survenir.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2009 et 2008

## 27. Engagements

<i>(en millions)</i>	Total	Échéant dans moins de un an	Échéant dans 2 et 3 ans	Échéant dans 4 et 5 ans	Échéant après 5 ans
Obligations liées aux contrats d'achat de gaz <sup>1)</sup>	746 \$	387 \$	193 \$	166 \$	– \$
Obligations liées aux contrats d'achat d'électricité					
FortisBC <sup>2)</sup>	2 921	42	83	78	2 718
FortisOntario <sup>3)</sup>	509	46	95	99	269
Maritime Electric <sup>4)</sup>	66	47	2	2	15
Belize Electricity <sup>5)</sup>	327	26	65	69	167
Coût en capital <sup>6)</sup>	383	15	40	42	286
Ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés <sup>7)</sup>	62	4	6	6	46
Location de bureaux – FortisBC <sup>8)</sup>	19	1	4	3	11
Obligations liées aux contrats de location-exploitation <sup>9)</sup>	147	17	31	27	72
Achat d'équipement – Fortis Turks and Caicos <sup>10)</sup>	12	8	4	–	–
Divers	30	12	12	5	1
<b>Total</b>	<b>5 222 \$</b>	<b>605 \$</b>	<b>535 \$</b>	<b>497 \$</b>	<b>3 585 \$</b>

<sup>1)</sup> Les obligations liées aux contrats d'achat de gaz se rapportent à divers contrats d'achat de gaz des sociétés Terasen Gas. Ces obligations sont basées sur les prix du marché, lesquels varient en fonction des indices des prix du gaz naturel. Les montants indiqués reflètent les prix des indices qui étaient en vigueur au 31 décembre 2009.

<sup>2)</sup> Les obligations d'achat d'électricité de FortisBC comprennent le contrat d'achat d'électricité Brilliant (« le contrat BPPA ») ainsi que le contrat d'achat d'électricité conclu avec BC Hydro. Le 3 mai 1996, la BCUC a autorisé un contrat BPPA de 60 ans visant la production de la centrale hydroélectrique Brilliant, située près de Castlegar, en Colombie-Britannique. Le contrat BPPA exige des versements fondés sur les frais d'exploitation et d'entretien et un rendement du capital pour la centrale, en contrepartie de l'achat ferme de quantités précises d'électricité liées. Le contrat BPPA prévoit également un ajustement au prix du marché après 30 des 60 années de la durée du contrat. Le contrat d'achat d'électricité conclu avec BC Hydro, qui expirera en 2013, prévoit la fourniture d'au plus 200 MW, mais comporte une disposition d'obligation de prendre ou de payer fondée sur un cycle de cinq ans de renouvellement des exigences de capacité de production.

<sup>3)</sup> Les obligations d'achat d'électricité de FortisOntario comprennent principalement deux contrats d'achat ferme à long terme entre Cornwall Electric et Marketing d'énergie Hydro-Québec Inc. pour la fourniture d'électricité et de capacité. Le premier contrat prévoit la fourniture d'environ 237 gigawattheures (« GWh ») d'énergie par année et jusqu'à 45 MW de capacité en tout temps. Le deuxième contrat, visant à combler le reste des besoins d'énergie de Cornwall Electric, prévoit la fourniture de 100 MW de capacité et d'énergie, et la fourniture d'au moins 300 GWh d'énergie par année de contrat. Les deux contrats viennent à échéance en décembre 2019.

<sup>4)</sup> Maritime Electric détient deux contrats d'achat ferme de capacité ou d'énergie. Le contrat d'achat ferme conclu avec Énergie NB prévoit, entre autres, la fourniture d'énergie et de capacité de remplacement pendant l'interruption de service de la centrale nucléaire Pointe Lepreau pour sa remise en état, et le contrat expire en décembre 2010. L'autre contrat d'achat ferme vise à permettre à Maritime Electric de réserver 30 MW de capacité de transport vers les États-Unis sur la nouvelle International Power Line et expire en novembre 2032.

<sup>5)</sup> Les obligations d'achat d'électricité pour Belize Electricity comprennent un contrat d'achat d'électricité de 15 ans, entré en vigueur en février 2007, conclu par Belize Electricity et Hydro Maya Limited, visant la fourniture d'une capacité de 3 MW. De plus, deux contrats d'achat d'électricité de 15 ans ont été conclus en 2009 avec Belize Cogeneration Energy Limited et Belize Aquaculture Limited qui prévoient la fourniture respectivement d'environ 14 MW de capacité et jusqu'à 15 MW de capacité.

En octobre 2009, la Comisión Federal de Electricidad du Mexique a annulé le contrat de fourniture d'électricité garanti conclu avec Belize Electricity, pour des raisons de force majeure. Le contrat devait venir à échéance en décembre 2010.

<sup>6)</sup> Maritime Electric a droit à environ 6,7 % de la production de la centrale électrique Dalhousie et à environ 4,7 % de celle de la centrale nucléaire Pointe Lepreau, appartenant toutes deux à Énergie NB, pour la durée de vie de chacune d'entre elles. En contrepartie de sa participation, Maritime Electric doit payer sa part du coût en capital de ces centrales.

- <sup>7)</sup> FortisAlberta et une entreprise albertaine de services de transport d'électricité ont conclu une entente d'interconnexion du réseau de transport de cette entreprise et du réseau de distribution de FortisAlberta. Les modalités d'expiration de cette entente prévoient qu'elle demeurera en vigueur jusqu'à ce que FortisAlberta ne soit plus connectée à ce réseau de transport. En raison de la durée indéfinie de l'entente, le calcul des paiements futurs après 2014 comprend des paiements jusqu'à la fin d'une période de 20 ans. Toutefois, les paiements en vertu de l'entente peuvent continuer indéfiniment. FortisAlberta et l'entreprise albertaine de services de transport d'électricité ont également signé un certain nombre de contrats de service afin d'assurer des efficiences opérationnelles par une exploitation coordonnée. Les contrats comportent des modalités d'expiration minimales de cinq ans à compter du 1<sup>er</sup> septembre 2005 et sont sujets à reconduction de gré à gré.
- <sup>8)</sup> En vertu d'un contrat de cession-bail conclu le 29 septembre 1993, FortisBC a commencé à louer son immeuble de bureaux qu'elle occupe à Trail, en Colombie-Britannique, pour une durée de 30 ans. En vertu du contrat, FortisBC a des options de rachat vers la 20<sup>e</sup> année et la 28<sup>e</sup> année du bail.
- <sup>9)</sup> Les obligations liées aux contrats de location-exploitation portent sur la location de bureaux, d'entrepôts, d'actifs de transport et de distribution de gaz naturel, de véhicules et de matériel ainsi que sur la location d'actifs de distribution d'électricité de Port Colborne Hydro Inc.
- <sup>10)</sup> Fortis Turks and Caicos a conclu une entente avec un fournisseur en vue de l'achat de deux unités de production alimentées au diesel d'une capacité combinée d'environ 18 MW, qui seraient livrées à la mi-2010 et au début de 2011.

Les entreprises de services publics réglementés de la Société sont tenues d'assurer des services aux clients au sein de leur territoire de service respectif. Les dépenses en immobilisations de ces entreprises de services publics réglementés découlent en grande partie des demandes de leur clientèle et d'importants projets d'investissement spécifiquement autorisés par leurs organismes de réglementation respectifs. Le programme consolidé d'investissement de la Société, y compris celui des secteurs non réglementés, devrait comporter près de 1,1 milliard \$ de dépenses en immobilisations en 2010, qui ne figurent pas dans le tableau des engagements ci-dessus.

Au cours des exercices antérieurs, TGVI a bénéficié de prêts sans intérêt du gouvernement fédéral et du gouvernement provincial, respectivement de 50 millions \$ et 25 millions \$, pour la construction et l'exploitation du pipeline de gaz naturel de l'île de Vancouver. Tel qu'il a été approuvé par la BCUC, ces prêts ont été comptabilisés en tant que subventions gouvernementales et portés en réduction des montants constatés comme immobilisations de services publics. Ces prêts gouvernementaux sont remboursables au cours de tout exercice antérieur à 2012 dans certaines circonstances et à condition que TGVI soit en mesure d'obtenir un financement par emprunt subordonné non gouvernemental à des conditions commerciales raisonnables. À mesure que les prêts seront remboursés et remplacés par des prêts non gouvernementaux, les immobilisations de services publics, la dette à long terme et les besoins de capitaux propres augmenteront selon la structure du capital approuvée de TGVI, tout comme la base tarifaire de TGVI employée pour établir les tarifs. Les critères de remboursement ont été respectés en 2009 et TGVI devrait rembourser environ 4 millions \$ des prêts en 2010 (8 millions \$ en 2009). Au 31 décembre 2009, le solde des prêts gouvernementaux à rembourser s'établissait à 53 millions \$, dont 4 millions \$ étaient classés dans la tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an. Le calendrier des remboursements des prêts gouvernementaux après 2010 est fonction de la capacité de TGVI de remplacer les prêts gouvernementaux par un financement par emprunt subordonné non gouvernemental à des conditions commerciales raisonnables. Toutefois, TGVI estime qu'elle fera sur les prêts des remboursements de 20 millions \$ en 2012, de 14 millions \$ au cours de 2013 et 2014 et de 15 millions \$ par la suite.

Caribbean Utilities a un contrat d'achat de combustible principal avec un important fournisseur auprès duquel la société s'est engagée à acheter 80 % du combustible dont elle aura besoin pour alimenter sa centrale au diesel. Le contrat, qui a une durée de trois ans et qui prend fin en avril 2010, prévoit l'achat de 9 millions de gallons impériaux en 2010. Le contrat contient une clause de renouvellement automatique pour les exercices 2010 à 2012. Si l'une ou l'autre des parties veut résilier le contrat au cours de cette période de deux ans, un avis écrit doit être présenté au moins un an avant la date de résiliation souhaitée.

Fortis Turks and Caicos a un contrat renouvelable auprès d'un important fournisseur pour combler tous ses besoins de combustible diesel associés à la production d'électricité. En vertu de ce contrat, les besoins de combustible sont d'environ 12 millions de gallons impériaux par année.

Les cotisations pour la capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées consolidés, y compris les montants pour services rendus et pour la solvabilité ainsi que les montants spéciaux au titre de la capitalisation, devraient s'établir à 20 millions \$ en 2010, à 8 millions \$ en 2011, à 4 millions \$ en 2012 et à 3 millions \$ en 2013. Les cotisations sont toutefois fondées sur des estimations provenant des plus récentes évaluations actuarielles terminées, qui fournissent généralement des estimations en matière de capitalisation pour une période de trois à cinq ans à partir de la date des évaluations. Par conséquent, les cotisations réelles pour la capitalisation des régimes de retraite pourraient être plus élevées que ces estimations, une fois que seront terminées les prochaines évaluations actuarielles aux fins de la capitalisation, qui devraient être réalisées aux dates suivantes pour les régimes de retraite à prestations déterminées les plus importants :

- 31 décembre 2009 – Terasen (régimes des employés non syndiqués)
- 31 décembre 2010 – Terasen (régimes des employés syndiqués) et FortisBC
- 31 décembre 2011 – Newfoundland Power

31 décembre 2009 et 2008

### 28. Passifs éventuels

La Société et ses filiales sont parties à un certain nombre de litiges et d'actions en justice dans le cours normal des affaires. La direction estime que le montant exigible, le cas échéant, découlant de ces poursuites ne devrait pas avoir d'incidence importante sur la situation financière ou les résultats d'exploitation consolidés de la Société.

Voici une description de la nature des passifs éventuels de la Société.

#### Terasen

Le 26 mars 2007, le ministre de la Petite entreprise et du Revenu et ministre responsable de la réforme réglementaire en Colombie-Britannique (le « ministre ») a rendu une décision concernant l'appel de TGI s'opposant à l'avis de cotisation additionnelle d'une taxe, la *British Columbia Social Service Tax*, pour un montant d'environ 37 millions \$, incluant les intérêts sur le pipeline Southern Crossing dont la construction a été terminée en 2000. Le ministre a réduit le montant de la cotisation à 7 millions \$, incluant les intérêts, montant qui a été entièrement payé afin d'éviter l'ajout d'intérêts et comptabilisé à titre d'actif réglementaire à long terme reporté (note 4 x)). TGI a obtenu gain de cause dans son appel devant la Cour suprême de la Colombie-Britannique en juin 2009. La province de Colombie-Britannique a été autorisée à en appeler de la décision devant la Cour d'appel de la Colombie-Britannique.

En 2007 et 2008, une filiale non réglementée de Terasen a reçu des avis de cotisation de l'Agence du revenu du Canada (« ARC ») à l'égard d'impôts additionnels pour les années d'imposition de 1999 à 2003. Cette éventualité a été pleinement provisionnée dans les états financiers consolidés. Terasen a entamé le processus d'appel lié aux avis de cotisation.

Le 16 juillet 2009, Terasen a été nommée, avec d'autres défendeurs, dans une action en justice pour dommages à des propriétés et à des biens personnels, y compris la contamination des canalisations d'égout et les coûts de remise en état à la suite d'un bris de canalisations en juillet 2007. Terasen a déposé sa défense, mais comme la cause n'en est qu'à ses débuts, il est actuellement impossible d'en déterminer le montant et l'issue. Par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés.

En 2008, une coentreprise, Vancouver Island Gas Joint Venture (« VIGJV »), a intenté une poursuite en dommages-intérêts contre TGI, en alléguant des paiements excédentaires de droits de transport passés et des déclarations relatives à la réduction de ses droits de transport futurs. La déclaration de VIGJV ne précisait pas le montant des dommages-intérêts, et l'affaire n'a pas atteint le stade où l'une des parties a officiellement quantifié les prétentions de VIGJV. En décembre 2009, VIGJV a renoncé à demander des dommages-intérêts et en janvier 2010, la poursuite a été rejetée par ordonnance de rejet sur consentement. L'affaire est maintenant close.

#### FortisBC

Le ministère des Forêts de la Colombie-Britannique a allégué des manquements au Code d'exploitation forestière et de la négligence à l'égard d'un incendie près du lac Vaseux et a déposé et signifié un bref et une déclaration contre FortisBC. En outre, la société s'est vu signifier un bref et déclaration par des propriétaires fonciers privés en rapport avec cette même affaire. La société est en pourparlers avec ses assureurs et a produit une défense à l'égard des deux poursuites. Le résultat ne peut être raisonnablement établi et évalué pour le moment et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés.

#### Maritime Electric

En avril 2006, l'ARC a émis à l'intention de Maritime Electric un avis de nouvelle cotisation visant les années d'imposition 1997 à 2004. Les nouvelles cotisations visent les choix de traitement fiscal de la société, notamment le calendrier des déductions de la société, pour ce qui a trait aux éléments suivants : i) le MACE pour les années d'imposition 2001 à 2004, ii) des ajustements liés aux rabais consentis aux clients pour les années d'imposition 2001 à 2003, et iii) le versement par la société d'environ 6 millions \$ le 2 janvier 2001 en rapport avec un règlement négocié avec Énergie NB relativement à la dépréciation de 450 millions \$ de la centrale nucléaire Pointe Lepreau, en 1998. Maritime Electric juge avoir présenté sa situation fiscale de manière appropriée, à tous les égards, et elle a présenté un avis d'opposition au chef des Appels de l'ARC. En décembre 2008, la Division des appels de l'ARC a émis un avis de confirmation des nouvelles cotisations d'avril 2006. En mars 2009, la société a interjeté appel auprès de la Cour canadienne de l'impôt.

Advenant que Maritime Electric ne réussisse pas à contester avec succès tous les éléments de la nouvelle cotisation, elle pourrait devoir verser environ 14 millions \$ au titre de l'impôt et des intérêts courus. Au 31 décembre 2009, Maritime Electric avait provisionné ce montant dans les impôts futurs et exigibles à payer. Les dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) exigent que la société dépose auprès de l'ARC la moitié du montant de la cotisation faisant l'objet de l'opposition. Le montant actuellement déposé auprès de l'ARC pour la nouvelle cotisation est d'environ 6 millions \$.

### Société Exploits

La société Exploits est détenue à 51 % par Fortis Properties et à 49 % par Abitibi. La société Exploits exploitait deux centrales hydroélectriques non réglementées dans la région centrale de Terre-Neuve d'une capacité combinée d'environ 36 MW. En décembre 2008, le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a exproprié les actifs hydroélectriques et les droits d'utilisation de l'eau d'Abitibi à Terre-Neuve, y compris ceux de la société Exploits. L'usine à papier journal de Grand Falls-Windsor a été fermée le 12 février 2009. Par la suite, Nalcor Energy, une société d'État, a pris en charge les activités quotidiennes des centrales hydroélectriques de la société Exploits, à titre d'agent du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador relativement aux questions liées à l'expropriation. Le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a publiquement déclaré ne pas avoir l'intention de nuire aux partenaires indépendants ni aux prêteurs d'Abitibi dans la province. Étant donné la perte de contrôle sur les flux de trésorerie et les activités, Fortis a dû cesser de consolider les résultats de la société Exploits, à compter du 12 février 2009. Des discussions sont en cours entre Fortis Properties et Nalcor Energy relativement aux questions liées à l'expropriation.

### 29. Événement postérieur à la date du bilan

En janvier 2010, Fortis a réalisé un placement d'actions privilégiées de premier rang à taux d'intérêt fixe rétabli sur cinq ans de 250 millions \$. Le produit net de 242 millions \$ a été affecté au remboursement des emprunts sur la facilité de crédit confirmée de la Société et au financement des injections de capitaux propres dans TGI aux fins du remboursement des emprunts sur les facilités de crédit de l'entreprise de services publics contractés pour répondre aux besoins de fonds de roulement et de dépenses en immobilisations.

### 30. Chiffres correspondants

Certains chiffres correspondants ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation de la période considérée, dont le plus important est le reclassement dans les immobilisations de services publics de 48 millions \$, antérieurement classés dans les autres actifs du bilan consolidé au 31 décembre 2008, relativement à la valeur comptable nette des montants payés à l'AESO pour les projets d'investissement dans les immobilisations de transport de FortisAlberta. Les dépenses en immobilisations liées aux projets d'investissement dans les immobilisations de transport de l'AESO ont également été reclassées du poste variation des autres actifs et des crédits reportés au poste dépenses en immobilisations de services publics à l'état des flux de trésorerie consolidé pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008. De plus, un montant de 12 millions \$ a été reclassé du poste passifs réglementaires à long terme au poste immobilisations – immobilisations de services publics au bilan au 31 décembre 2008 du fait du changement de présentation adopté par FortisBC au 31 décembre 2009, comme il est décrit à la note 2, Immobilisations de services publics.

# Rétrospective financière

États des résultats (en millions \$)	2009	2008 <sup>1)</sup>	2007	2006 <sup>2)</sup>
Produits, y compris la quote-part du bénéfice d'un placement	3 637	3 903	2 718	1 472
Coûts de l'approvisionnement énergétique et charges d'exploitation	2 572	2 855	1 904	939
Amortissement	364	348	273	178
Frais financiers	360	363	299	168
Impôts sur les bénéfices des sociétés	49	65	36	32
Résultats des activités abandonnées, gains tirés de ventes et autres éléments inhabituels	–	–	8	2
Part des actionnaires sans contrôle	12	13	15	8
Dividendes sur actions privilégiées	18	14	6	2
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	262	245	193	147
<b>Bilans (en millions \$)</b>				
Actif à court terme	1 126	1 150	1 038	405
Écart d'acquisition	1 560	1 575	1 544	661
Autres actifs à long terme	949	487	424	331
Immobilisations de services publics, biens productifs et actifs incorporels	8 525	7 954	7 276	4 049
Total de l'actif	12 160	11 166	10 282	5 446
Passif à court terme	1 594	1 697	1 804	558
Dépôts dus dans plus de un an	–	–	–	–
Crédits reportés, passifs réglementaires et impôts futurs	1 307	727	697	482
Dettes à long terme et obligations liées aux contrats de location- acquisition (excluant la tranche échéant à moins de un an)	5 276	4 884	4 623	2 558
Part des actionnaires sans contrôle	123	145	115	130
Actions privilégiées (classées comme dette)	320	320	320	320
Capitaux propres	3 540	3 393	2 723	1 398
<b>Flux de trésorerie (en millions \$)</b>				
Activités d'exploitation	637	661	373	263
Activités d'investissement	1 052	852	2 033	634
Activités de financement	599	387	1 826	456
Dividendes, excluant les dividendes sur actions privilégiées classées comme dette	161	191	146	77
<b>Statistiques financières</b>				
Rendement des capitaux propres moyens attribuable aux actions ordinaires (%)	8,41	8,70	10,00	11,87
<b>Ratios de structure financière (%) (fin de l'exercice)</b>				
Total de la dette et des obligations liées aux contrats de location-acquisition (déduction faite de l'encaisse)	60,2	59,5	64,3	61,1
Actions privilégiées (classées à la fois comme dette et comme capitaux propres)	6,9	7,3	5,2	10,0
Capitaux propres attribuables aux actions ordinaires	32,9	33,2	30,5	28,9
<b>Ratio de couverture des intérêts (multiple)</b>				
Dettes	1,9	1,9	1,9	2,2
Total des charges fixes	1,8	1,8	1,7	2,0
<b>Total des dépenses en immobilisations (en millions \$)</b>	1 024	935	803	500
<b>Données sur les actions ordinaires</b>				
Valeur comptable par action (fin de l'exercice) (\$)	18,61	17,97	16,69	12,19
Nombre moyen d'actions ordinaires en circulation (en millions)	170,2	157,4	137,6	103,6
Résultat de base par action ordinaire (\$)	1,54	1,56	1,40	1,42
Dividendes déclarés par action ordinaire (\$)	0,780	1,010	0,880	0,700
Dividendes versés par action ordinaire (\$)	1,040	1,000	0,820	0,670
Ratio dividendes/bénéfice (%)	67,5	64,1	58,6	47,2
Ratio cours/bénéfice (multiple)	18,6	15,8	20,7	21,0
<b>Sommaire des données de négociation des actions</b>				
Haut (\$) (TSX)	29,24	29,94	30,00	30,00
Bas (\$) (TSX)	21,52	20,70	24,50	20,36
Cours de clôture (\$) (TSX)	28,68	24,59	28,99	29,77
Volume (en milliers)	121 162	132 108	100 920	60 094

<sup>1)</sup> Certains chiffres comparatifs de 2008 ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation de la période considérée. Voir les notes 2 et 30 des états financiers consolidés annuels de 2009 pour plus d'information.

<sup>2)</sup> En date du 31 décembre 2006, la provision réglementaire pour coûts futurs d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux a été transférée de l'amortissement cumulé aux passifs réglementaires à long terme, et les données correspondantes de 2005 ont été retraitées, à l'exclusion d'un montant antérieurement estimé pour FortisBC en raison d'un changement de présentation adopté par FortisBC en date du 31 décembre 2009.

## Rétrospective financière

2005 <sup>2)</sup>	2004	2003	2002	2001	2000	1999
1 441	1 146	843	715	628	580	505
926	766	579	477	418	418	356
158	114	62	65	62	52	45
154	122	86	74	65	56	46
70	47	38	32	29	17	28
10	–	–	–	4	3	–
6	6	4	4	4	3	1
–	–	–	–	–	–	–
137	91	74	63	54	37	29
299	293	191	180	135	166	93
512	514	65	60	33	36	39
471	418	345	241	172	163	122
3 315	2 713	1 563	1 459	1 246	1 056	930
4 597	3 938	2 164	1 940	1 586	1 421	1 184
412	538	296	334	272	225	230
–	–	–	–	–	–	16
477	138	62	39	32	24	27
2 136	1 905	1 031	941	746	678	488
39	37	37	40	36	32	29
320	320	123	–	50	50	50
1 213	1 000	615	586	450	412	344
304	272	157	134	94	97	85
467	1 026	308	349	240	241	122
224	777	232	261	171	178	67
64	51	38	35	30	28	24
12,40	11,28	12,30	12,23	12,44	9,73	8,55
58,7	61,4	60,0	65,2	63,9	60,4	59,6
8,6	9,4	6,7	–	3,6	4,3	5,1
32,7	29,2	33,3	34,8	32,5	35,3	35,3
2,5	2,3	2,2	2,3	2,3	2,1	2,3
2,1	2,0	2,1	2,2	2,2	1,9	2,1
446	279	208	229	149	158	86
11,74	10,45	8,82	8,50	7,50	6,97	6,55
101,8	84,7	69,3	65,1	59,5	54,1	52,2
1,35	1,07	1,06	0,97	0,90	0,68	0,56
0,605	0,548	0,525	0,498	0,470	0,460	0,455
0,588	0,540	0,520	0,485	0,468	0,460	0,453
43,7	50,3	48,9	49,9	51,9	67,6	80,8
18,0	16,2	13,9	13,5	13,0	13,2	14,0
25,64	17,75	15,24	13,28	11,89	9,19	9,93
17,00	14,23	11,63	10,76	8,56	6,88	7,29
24,27	17,38	14,73	13,13	11,74	9,00	7,85
37 706	29 254	31 180	21 676	21 460	26 760	9 024

# Conseil d'administration



**Conseil d'administration** (à l'arrière de g-d) : Peter E. Case, Frank J. Crothers, Roy P. Rideout, Ida J. Goodreau; (au milieu de g-d) : Harry McWatters, Michael A. Pavey, David G. Norris, John S. McCallum; (à l'avant de g-d) : H. Stanley Marshall, Geoffrey F. Hyland, Douglas J. Haughey, Ronald D. Munkley.

**Geoffrey F. Hyland** \*\*\* *président du conseil, Fortis Inc., Caledon (Ont.)*

M. Hyland, 65 ans, s'est joint au conseil d'administration de Fortis Inc. en mai 2001 et il a été nommé président en mai 2008. Il a pris sa retraite du poste de président-directeur général de ShawCor Ltd. en juin 2005, après 37 années de service. M. Hyland est administrateur de FortisOntario Inc. Il demeure membre du conseil d'administration de ShawCor Ltd. ainsi que de SCITI Total Return Trust et d'Exco Technologies Limited.

**Peter E. Case** \* *administrateur de sociétés, Freelton (Ont.)*

M. Case, 55 ans, s'est joint au conseil d'administration de Fortis Inc. en mai 2005. Analyste de services publics et de pipelines pendant 17 ans, il a pris sa retraite en février 2003 comme directeur général de la recherche sur les placements institutionnels chez Marchés mondiaux CIBC. Par la suite, il a été consultant auprès du secteur des services publics et de ses organismes de réglementation pendant trois ans. Avant de travailler à la CIBC, il était directeur général chez BMO Nesbitt Burns. M. Case a été nommé président du conseil d'administration de FortisOntario Inc. en 2009. Il est administrateur de FortisOntario Inc. depuis 2003.

**Frank J. Crothers** *président-directeur général, Island Corporate Holdings, Nassau (Bahamas)*

M. Crothers, 65 ans, s'est joint au conseil d'administration de Fortis Inc. en mai 2007. Au cours des 35 dernières années, il a été membre de nombreux conseils d'administration du secteur privé et du secteur public. Il a été pendant trois ans président de la Caribbean Association of Electrical Utilities (« CARILEC »). Il est l'ancien président de P.P.C. Limited, société acquise par Fortis Inc. en août 2006. Il est vice-président du conseil d'administration de Caribbean Utilities Company, Limited et est membre du conseil d'administration de Belize Electricity Limited. M. Crothers est également administrateur de Templeton Mutual Funds, de Talon Metals Corp. et de Fidelity Merchant Bank & Trust (Cayman) Limited.

**Ida J. Goodreau** \* *administratrice de sociétés, Vancouver (C.-B.)*

M<sup>me</sup> Goodreau, 58 ans, s'est jointe au conseil d'administration de Fortis Inc. en mai 2009. Elle est l'ancienne présidente-directrice générale de Lifelabs. Avant d'entrer au service de Lifelabs en mars 2009, M<sup>me</sup> Goodreau a été présidente-directrice générale de la Vancouver Coastal Health Authority à compter de 2002. Elle a fait partie de la haute direction de plusieurs sociétés de pâtes et papiers et de gaz naturel canadiennes et internationales avant de passer au domaine des soins de santé. Elle est administratrice de Terasen Inc.

**Douglas J. Haughey** \* *président-directeur général, Windshift Capital Corp., Calgary (Alb.)*

M. Haughey, 53 ans, s'est joint au conseil d'administration de Fortis Inc. en mai 2009. Avant de créer Windshift Capital Corp. en 2008, il a été président-directeur général de Spectra Energy Income Fund et président de Spectra Energy Transmission West, l'entreprise intermédiaire canadienne de gaz naturel et de liquides de Spectra. M. Haughey a également dirigé les équipes de développement stratégique et de fusions et acquisitions de Spectra, à Houston, au Texas. Il est administrateur de Pembina Pipeline Income Fund.

**H. Stanley Marshall** *président-directeur général, Fortis Inc., St. John's (T.-N.-L.)*

M. Marshall, 59 ans, est membre du conseil d'administration de Fortis Inc. depuis 1995. Il est entré au service de Newfoundland Power Inc. en 1979 et a été nommé président-directeur général de Fortis Inc. en 1996. M. Marshall est membre du conseil d'administration de tous les services publics de Fortis dans l'Ouest canadien et dans les Caraïbes, ainsi que du conseil d'administration de Fortis Properties Corporation. Il est également administrateur de Toromont Industries Ltd.

**John S. McCallum** \* \* *professeur de finance, Université du Manitoba, Winnipeg (Man.)*

M. McCallum, 66 ans, s'est joint au conseil d'administration de Fortis Inc. en juillet 2001 et il est président du comité de gouvernance et des candidatures du conseil d'administration. Il a été président du conseil d'administration de Manitoba Hydro de 1991 à 2000 et conseiller politique du ministre fédéral des Finances de 1984 à 1991. M. McCallum est administrateur de FortisBC Inc. et de FortisAlberta Inc. Il est aussi administrateur d'IGM Financial Inc., de Toromont Industries Ltd. et de Wawanesa.

**Harry McWatters** \* *conseiller en vin, Summerland (C.-B.)*

M. McWatters, 64 ans, s'est joint au conseil d'administration de Fortis Inc. en mai 2007. Il est le fondateur et ancien président du Sumac Ridge Estate Wine Group. M. McWatters est président de Harry McWatters Inc., de Vintage Consulting Group Inc., de l'Okanagan Wine Academy et de Black Sage Vineyards Ltd. Il a été nommé président du conseil d'administration de FortisBC Inc. en 2006. M. McWatters est administrateur de FortisBC Inc. depuis 2005 et de Terasen Inc. depuis novembre 2007.

**Ronald D. Munkley** \* *administrateur de sociétés, Mississauga (Ont.)*

M. Munkley, 63 ans, s'est joint au conseil d'administration de Fortis Inc. en mai 2007. Il a pris sa retraite en avril 2009 comme vice-président du conseil et chef des secteurs de l'énergie et des services publics de Marchés mondiaux CIBC. M. Munkley a agi à titre de conseiller pour la plupart des opérations des services publics canadiens avant d'entrer au service de Marchés mondiaux CIBC en 1998. Auparavant, il a travaillé pour Enbridge Consumers Gas pendant 27 ans, occupant le poste de président du conseil et président-directeur général à son départ. Il a dirigé Enbridge Consumers Gas au cours de la déréglementation et de la restructuration des années 1990.

**David G. Norris** \* \* *administrateur de sociétés, St. John's (T.-N.-L.)*

M. Norris, 62 ans, s'est joint au conseil d'administration de Fortis Inc. en mai 2005 et il a été nommé président du comité de vérification du conseil d'administration en mai 2006. Il est consultant en finances et en gestion depuis 2001; auparavant, il était vice-président directeur, Finances et développement commercial de Fishery Products International Limited. Par le passé, il a été sous-ministre des Finances et du conseil du Trésor du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. M. Norris a été nommé président du conseil d'administration de Newfoundland Power Inc. en 2006. Il est administrateur de Newfoundland Power Inc. depuis 2003 et administrateur de Fortis Properties Corporation depuis 2006.

**Michael A. Pavey** \* *administrateur de sociétés, Moncton (N.-B.)*

M. Pavey, 62 ans, s'est joint au conseil d'administration de Fortis Inc. en mai 2004. Il a pris sa retraite à titre de premier vice-président et directeur des finances de Major Drilling Group International Inc. en 2006. Avant de se joindre à Major Drilling en 1999, il a occupé des postes de cadre supérieur au sein d'une importante société de services publics d'électricité intégrée dans l'Ouest canadien. Par le passé, M. Pavey a été administrateur de Maritime Electric Company, Limited.

**Roy P. Rideout** \* \* *administrateur de sociétés, Halifax (N.-É.)*

M. Rideout, 62 ans, s'est joint au conseil d'administration de Fortis Inc. en mars 2001 et il est président du comité des ressources humaines du conseil d'administration. Il a pris sa retraite en octobre 2002 en tant que président-directeur général de Clarke Inc. Avant 1998, M. Rideout était président de Newfoundland Capital Corporation Limited et a occupé des postes de cadre supérieur dans le secteur du transport aérien au Canada. Il est également administrateur de NAV CANADA.

\* Comité de vérification

\* Comité de gouvernance et des candidatures

\* Comité des ressources humaines

# Renseignements pour les investisseurs

## Agent des transferts et agent comptable des registres

La Société de fiducie Computershare du Canada (« Computershare ») est chargée de la tenue du registre des actionnaires et de l'émission, du transfert et de l'annulation des certificats d'actions. Les transferts peuvent être effectués à ses bureaux de Halifax, Montréal et Toronto. Computershare distribue aussi les dividendes et diffuse les communications aux actionnaires. Toute question à ce sujet et toute correction aux renseignements personnels des actionnaires doivent être adressées à l'agent des transferts.

## Société de fiducie Computershare du Canada

9<sup>e</sup> étage, 100, av. University  
Toronto (Ontario) M5J 2Y1  
Téléphone : 514 982 7555 ou 1 866 586 7638  
Télécopieur : 416 263 9394 ou 1 888 453 0330  
Site Web : [www.computershare.com/fortisinc](http://www.computershare.com/fortisinc)

## Dépôt direct des dividendes

Les actionnaires peuvent bénéficier automatiquement du dépôt direct électronique de leurs dividendes à l'institution financière canadienne de leur choix en communiquant avec l'agent des transferts.

## Rapport annuel envoyé en double

Malgré nos efforts, certains actionnaires peuvent recevoir plus d'un exemplaire du rapport annuel parce qu'ils ont plusieurs comptes d'actions. Les actionnaires désireux de consolider ces comptes devraient communiquer avec l'agent des transferts.

## Désignation à titre de dividendes admissibles

Aux fins des règles en matière de crédit d'impôt pour dividendes améliorés contenues dans la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et dans toute législation fiscale provinciale ou territoriale applicable, tous les dividendes versés par Fortis à des résidents du Canada sur les actions ordinaires et privilégiées après le 31 décembre 2005 sont désignés comme des « dividendes admissibles ». À moins d'avis contraire, tous les dividendes versés par Fortis après cette date sont désignés comme des « dividendes admissibles » aux fins des règles susmentionnées.

## Dates prévues pour le versement des dividendes\* et l'annonce des résultats

### Dates de fermeture des registres

7 mai 2010 6 août 2010  
5 novembre 2010 4 février 2011

### Dates de versement des dividendes

1<sup>er</sup> juin 2010 1<sup>er</sup> septembre 2010  
1<sup>er</sup> décembre 2010 1<sup>er</sup> mars 2011

### Dates d'annonce des résultats

30 avril 2010 4 août 2010  
5 novembre 2010 3 février 2011

\* La déclaration et le versement des dividendes sont sujets à l'approbation du conseil d'administration.

## Régimes de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions par les consommateurs

Fortis offre aux actionnaires ordinaires un régime de réinvestissement des dividendes (« RRD »)<sup>1)</sup> et un régime d'achat d'actions par les consommateurs (« RAAC »)<sup>2)</sup> pour les inciter à investir davantage dans Fortis. Les participants peuvent ainsi déposer automatiquement leurs dividendes, ainsi que toute contribution additionnelle (RRD : minimum de 100 \$ et maximum de 30 000 \$ par an; RAAC : minimum de 25 \$ et maximum de 20 000 \$ par an) dans ces régimes afin d'acheter d'autres actions ordinaires. Les actions peuvent être achetées trimestriellement les 1<sup>er</sup> mars, 1<sup>er</sup> juin, 1<sup>er</sup> septembre et 1<sup>er</sup> décembre au cours moyen alors en vigueur à la cote de la Bourse de Toronto. Le RAAC offre une remise de 2 % sur l'achat d'actions ordinaires, émise par la trésorerie, en réinvestissant les dividendes. Les demandes d'information doivent être adressées à l'agent des transferts.

1) Tous les actionnaires ordinaires enregistrés résidant au Canada ont le droit de participer au RRD. Les actionnaires résidant hors du Canada peuvent aussi y participer à moins que ce genre de participation ne soit pas autorisé dans leur lieu de résidence. Les résidents des États-Unis, de leurs territoires et de leurs possessions ne sont pas autorisés à participer au régime.

2) Le RAAC est offert aux résidents des provinces de Terre-Neuve-et-Labrador et de l'Île-du-Prince-Édouard.



Dirigeants de Fortis Inc. (g-d) : Stan Marshall, président-directeur général; Barry Perry, v.-p., Finances et directeur des finances; Donna Hynes, secrétaire adjointe et directrice, Relations avec les investisseurs et le public; Ronald McCabe, v.-p., chef du contentieux et secrétaire général.

## Symbole des actions

Les actions ordinaires, les actions privilégiées de premier rang, série C, les actions privilégiées de premier rang, série E, les actions privilégiées de premier rang, série F, les actions privilégiées de premier rang, série G et les actions privilégiées de premier rang, série H de Fortis Inc. sont cotées à la Bourse de Toronto et se négocient respectivement sous les symboles FTS, FTS.PR.C, FTS.PR.E, FTS.PR.F, FTS.PR.G et FTS.PR.H.

## Jour de l'évaluation

Aux fins des gains en capital, les prix au jour de l'évaluation sont les suivants :

22 décembre 1971	1,531 \$
22 février 1994	7,156 \$

## Relations avec les investisseurs et les analystes

Directrice, Relations avec les investisseurs et le public  
Téléphone : 709 737 2800  
Télécopieur : 709 737 5307  
Courriel : [investorrelations@fortisinc.com](mailto:investorrelations@fortisinc.com)

## Conception et production :

Colour, St. John's (T.-N.-L.)  
[www.colour-nl.ca](http://www.colour-nl.ca)

Moveable Inc., Toronto (Ont.)

## Assemblée annuelle

Le mardi 4 mai 2010  
10 h 30  
Holiday Inn St. John's  
180 Portugal Cove Road  
St. John's (T.-N.-L.)  
Canada

## Imprimeur :

The Lowe-Martin Group,  
Ottawa (Ont.)

## Photos de la page couverture prises par :

Cam Craig, employé de Terasen Gas  
Jodie Foster-Sexsmith, employée de FortisBC  
Jack LeClair, Charlottetown, Île-du-Prince-Édouard  
Michael Hintringer Photography, Kelowna, Colombie-Britannique

**Photographie :** John Evelyn, Banff, Alb.; Dan Bannister, Calgary, Alb.; Doell Photo, Rossland, C.-B.; Barrett and Mackay Photography Inc., Charlottetown, Î.-P.-É.; Marnie Burkhardt, Calgary, Alb.; Chris Yauck, Lethbridge, Alb.; Shawn Talbot Photography, Kelowna, C.-B.; Kristine Hamlyn, St. John's, T.-N.-L.; Joanne Zuba Photography, Fort Erie, Ont.; Bernie Haines, Fort Erie, Ont.; Vonetta Burrell, Belmopan, Belize; Christopher Williams, Belize City, Belize; Miguel Escalante, Grand Caïmans, îles Caïmans; Neil Murray, Grand Caïmans, îles Caïmans; Christine Morden, Providenciales, îles Turks et Caïcos; Rogelio Guerra, Cayo District, Belize; Ned Pratt, St. John's, T.-N.-L.; Mikayla McKinnon, Fort Erie, Ont.; Colin Goldie, Vancouver, C.-B.



Sources Mixtes

Groupe de produits issu de forêts bien gérées et d'autres sources contrôlées.  
[www.fsc.org](http://www.fsc.org) Cert no. SW-COC-000890  
© 1996 Forest Stewardship Council

**FORTIS INC.**

The Fortis Building  
Suite 1201, 139 Water Street  
C.P. 8837  
St. John's (T.-N.-L.) Canada A1B 3T2

Téléphone : 709 737 2800  
Télécopieur : 709 737 5307

[www.fortisinc.com](http://www.fortisinc.com)  
TSX : FTS