

RAPPORT ANNUEL  
**2013**



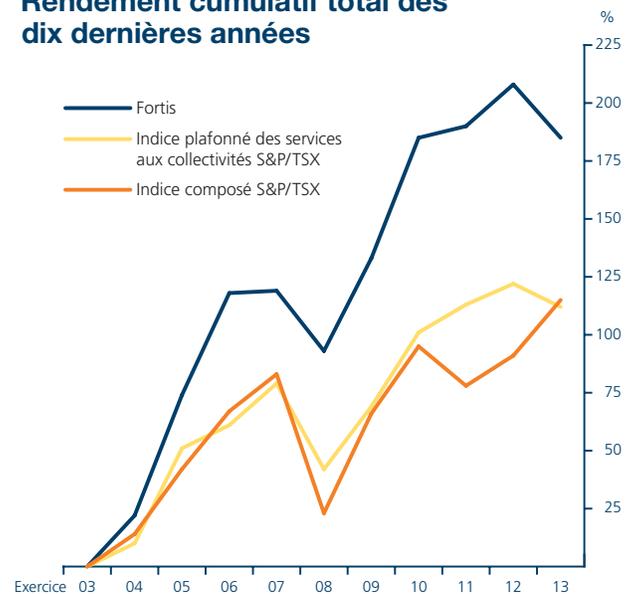
## Services publics et activités de production



## Table des matières

- Faits saillants pour les investisseurs **1**
- Rapport aux actionnaires **3**
- Rapport de gestion **6**
- États financiers **74**
- Rétrospective financière **138**
- Renseignements pour les investisseurs **140**

### Rendement cumulatif total des dix dernières années



### Service publics réglementés

#### Gaz ♦

FortisBC Colombie-Britannique  
 Central Hudson État de New York  
 UNS Energy\* Arizona

#### Électricité ■

FortisBC Colombie-Britannique  
 Central Hudson État de New York  
 FortisAlberta Alberta  
 Newfoundland Power Terre-Neuve  
 Maritime Electric Île-du-Prince-Édouard  
 FortisOntario Ontario  
 Caribbean Utilities Grand Caïman  
 Fortis Turks and Caicos Îles Turks et Caïcos  
 UNS Energy\* Arizona

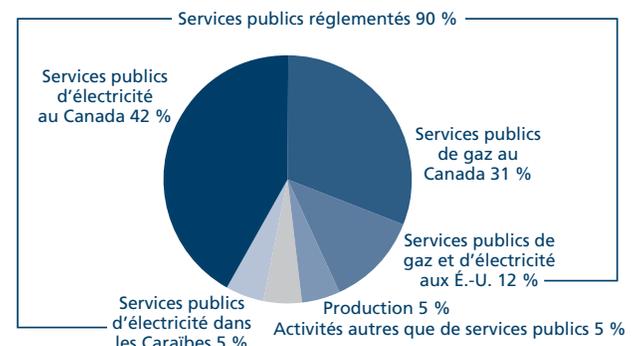
### Activités non réglementées

#### Production ●

Emplacements  
 Belize  
 Ontario  
 Colombie-Britannique  
 État de New York

### Actif totalisant 18 milliards \$

(au 31 décembre 2013)



\* Sous réserve de l'acquisition de UNS Energy Corporation (« UNS Energy »)

### Activités réglementées

Entreprise de services publics	Clients		Employés (nombre)	Demande de pointe		Volumes de gaz (PJ)	Ventes d'électricité (GWh)	Bénéfice (M\$)	Actif total (G\$)	2014P	
	Gaz (nombre)	Électricité (nombre)		Gaz (TJ)	Électricité (MW)					Base tarifaire de mi-exercice (G\$)	Programme d'investissement (M\$)
FortisBC	956 000	164 000	2 030	1 341	699	200	3 211	177 <sup>1</sup>	7,5 <sup>2</sup>	4,9 <sup>3</sup>	459 <sup>4</sup>
Central Hudson <sup>5</sup>	77 000	300 000	884	125	1 202	9	2 629	23 <sup>6</sup>	2,3 <sup>7</sup>	1,1 <sup>8</sup>	122
FortisAlberta	–	518 000	1 106	–	2 613	–	16 934	94	3,3	2,5	413
Newfoundland Power	–	256 000	656	–	1 281	–	5 763	49	1,4	1,0	105
Maritime Electric	–	77 000	175	–	252	–	1 127	16	0,4	0,3	30
FortisOntario	–	65 000	200	–	271	–	1 278	10	0,3	0,2	26
Caribbean Utilities <sup>9</sup>	–	27 000	190	–	97	–	556	12	0,6	0,4	36
Fortis Turks and Caicos	–	13 000	150	–	36	–	193	11	0,3	0,2	25
<b>Total</b>	<b>1 033 000</b>	<b>1 420 000</b>	<b>5 391</b>	<b>1 466</b>	<b>6 451</b>	<b>209</b>	<b>31 691</b>	<b>392</b>	<b>16,1</b>	<b>10,6</b>	<b>1 216</b>

<sup>1)</sup> 127 millions \$ (gaz) et 50 millions \$ (électricité)

<sup>2)</sup> 5,5 milliards \$ (gaz) et 2,0 milliards \$ (électricité)

<sup>3)</sup> 3,7 milliards \$ (gaz) et 1,2 milliard \$ (électricité)

<sup>4)</sup> 329 millions \$ (gaz) et 130 millions \$ (électricité)

<sup>5)</sup> Central Hudson Gas & Electric Corporation (« Central Hudson ») est la principale entreprise de CH Energy Group, Inc., dont Fortis a fait l'acquisition le 27 juin 2013. Les volumes de gaz, les ventes d'électricité et le bénéfice sont à partir du 27 juin 2013, date d'acquisition.

<sup>6)</sup> 22 millions \$ (électricité) et 1 million \$ (gaz).

<sup>7)</sup> 1,7 milliard \$ (électricité) et 0,6 milliard \$ (gaz)

<sup>8)</sup> 0,9 milliard \$ (électricité) et 0,2 milliard \$ (gaz)

<sup>9)</sup> Les données s'appliquent à l'ensemble des activités de Caribbean Utilities, sauf les données sur le bénéfice, qui représentent la contribution de Caribbean Utilities aux résultats consolidés de Fortis, et sont fonction de la participation d'environ 60 % de la Société.

### Activités non réglementées

	Capacité de production (MW)	Employés (nombre)	Ventes d'énergie (GWh)	Bénéfice (M\$)	Actif total (G\$)	2014P Programme d'investissement (M\$)
Fortis Generation <sup>1</sup>	103	40	386	39	0,9 <sup>2</sup>	131 <sup>3</sup>
Autres que de services publics <sup>4</sup>	–	2 775	–	18	0,9	83 <sup>5</sup>

<sup>1)</sup> Composée des investissements au Belize, en Ontario, en Colombie-Britannique et dans le nord-ouest de l'État de New York.

<sup>2)</sup> Comprend un montant de 0,7 milliard \$ lié à la construction de la centrale hydroélectrique Expansion Waneta de 335 MW en Colombie-Britannique.

<sup>3)</sup> Comprend un montant de 126 millions \$ lié à la centrale hydroélectrique Expansion Waneta en Colombie-Britannique.

<sup>4)</sup> Comprend Fortis Properties, qui englobe des immeubles commerciaux (bureaux et magasins) totalisant environ 2,7 millions de pieds carrés, principalement dans le Canada Atlantique, et 23 hôtels dans tout le Canada, ainsi que Griffith Energy Services, Inc. (« Griffith »), qui est essentiellement une entreprise de livraison de combustible. Griffith a été vendue en mars 2014.

<sup>5)</sup> Comprend un montant de 13 millions \$ au titre des activités non réglementées de FortisBC Alternative Energy Services Inc.

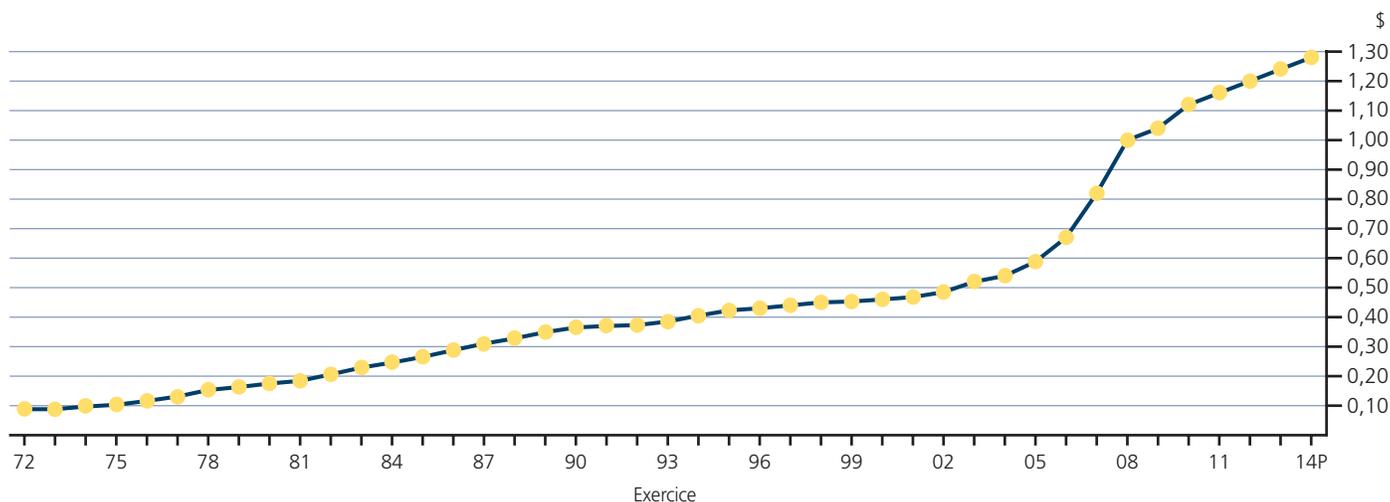
Toute l'information financière est présentée en dollars canadiens.

L'information porte sur l'exercice clos le 31 décembre 2013, sauf indication contraire.

# Faits saillants pour les investisseurs<sup>1</sup>

## Dividendes versés par action ordinaire

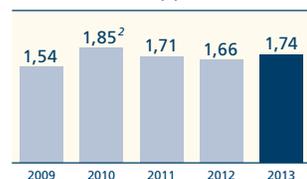
Fortis a augmenté le dividende annualisé versé à ses actionnaires ordinaires 41 années d'affilée, soit le plus long record pour une société ouverte du Canada.



Bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires (M\$)



Résultat de base par action ordinaire (\$)



Résultat dilué par action ordinaire (\$)



Dividendes versés par action ordinaire (\$)



Ratio dividendes/bénéfice (%)



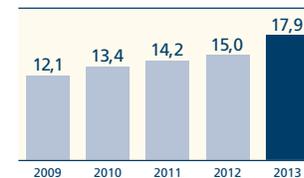
Capitalisation boursière (G\$)



Rendement des capitaux propres moyens attribuables aux actionnaires ordinaires (%)



Actif (G\$)



Dépenses en immobilisations (G\$)



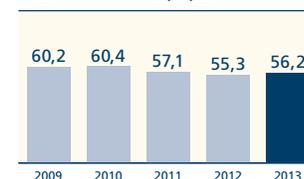
Produits (G\$)



Flux de trésorerie d'exploitation (M\$)



Ratio dette/capitalisation boursière totale (%)



<sup>1)</sup> L'information financière des exercices 2010 à 2013 a été préparée conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis; en 2009, elle était préparée conformément aux PCGR du Canada.

<sup>2)</sup> Tient compte de l'incidence favorable de 46 millions \$ sur le bénéfice liée à la constatation d'un actif réglementaire associé aux régimes d'avantages complémentaires de retraite à l'adoption des PCGR des États-Unis.

Toute l'information financière est présentée en dollars canadiens.

L'information porte sur les exercices clos les 31 décembre.

# Rapport aux actionnaires

Chers actionnaires,

Votre Société a franchi une étape importante en 2013 en prenant de l'expansion sur le marché des entreprises de services publics réglementés aux États-Unis. En juin, Fortis a conclu l'acquisition de CH Energy Group, Inc. (« CH Energy Group »), entreprise de services publics de l'État de New York, pour un montant de 1,5 milliard \$ US, et en décembre, la Société a annoncé l'acquisition, au montant de 4,3 milliards \$ US, de UNS Energy Corporation (« UNS Energy »), entreprise de services publics de l'Arizona, qui devrait être finalisée plus tard cette année. Il s'agit de deux grandes sociétés de services publics réglementés d'électricité et de gaz aux possibilités de croissance prometteuses qui, collectivement, servent plus de 1 000 000 de clients. La diversification accrue des actifs réglementés et du bénéfice par emplacement géographique et territoire de réglementation atténue les risques d'affaires auxquels Fortis est exposée.

Fortis est la plus importante société ouverte de services publics de distribution de gaz et d'électricité au Canada, avec des actifs totalisant presque 18 milliards \$ à la fin de 2013 et une base tarifaire de mi-exercice de 2013 de près de 10,2 milliards \$. À la suite de l'acquisition de UNS Energy, d'après l'information financière pro forma au 31 décembre 2013, l'actif total de Fortis augmentera du tiers environ, pour avoisiner 24 milliards \$. Les actifs réglementés au Canada et aux États-Unis représenteront alors respectivement 54 % et 35 % de l'actif total. À la conclusion de l'acquisition de UNS Energy, la base tarifaire consolidée de la Société devrait augmenter de quelque 3 milliards \$ US, et les entreprises de services publics de Fortis serviront plus de 3 000 000 de clients des secteurs de l'électricité et du gaz.

Fortis a dégagé un bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 353 millions \$ en 2013, soit 38 millions \$ de plus que le bénéfice de 315 millions \$ enregistré pour 2012. Le bénéfice par action ordinaire a atteint 1,74 \$ pour 2013, comparativement à 1,66 \$ par action ordinaire pour 2012.

Notre programme d'investissement s'est élevé à près de 1,2 milliard \$ en 2013, ce qui marque la cinquième année consécutive où nos dépenses en immobilisations dépassent 1 milliard \$. Le projet de construction de la centrale hydroélectrique Expansion Waneta (« Expansion Waneta ») de 335 mégawatts, au coût de 900 millions \$, en Colombie-Britannique, qui est notre principal projet d'immobilisations en cours, avance bien et se poursuit selon l'échéancier et le budget prévus. Un montant total de 579 millions \$ a été consacré à ce projet depuis le début des travaux à la fin de 2010. Fortis, qui détient une participation de 51 % dans l'Expansion Waneta, exploitera la centrale et en assurera la maintenance dès sa mise en service qui est prévue au printemps 2015.

Votre conseil d'administration a haussé son dividende trimestriel sur actions ordinaires, le portant de 0,31 \$ à 0,32 \$ à compter du dividende du premier trimestre versé en 2014, ce qui équivaut à un dividende annualisé de 1,28 \$. Fortis a accru son dividende annualisé versé aux actionnaires ordinaires pour une 41<sup>e</sup> année de suite, un record pour une société ouverte au Canada. Le ratio dividendes/bénéfice s'est établi à environ 71 % en 2013. Au cours des dix dernières années, les dividendes ont augmenté à un taux de croissance annuel composé de près de 10 %. Au cours de la même période, Fortis a dégagé un rendement total annualisé moyen attribuable aux actionnaires ordinaires d'environ 11 %, surpassant l'indice composé S&P/TSX et l'indice plafonné des services aux collectivités S&P/TSX, qui ont chacun affiché un rendement annualisé moyen de quelque 8 %. L'ensemble du secteur des services publics a souffert en 2013, l'indice plafonné des services aux collectivités S&P/TSX et Fortis ayant réalisé des rendements totaux respectivement d'environ -4 % et -7 %, en comparaison du rendement d'environ 13 % inscrit par l'indice composé S&P/TSX pour l'année.

Le 27 juin 2013, la Société a fait l'acquisition de CH Energy Group pour 1,5 milliard \$ US, y compris la prise en charge d'une dette de 518 millions \$ US à la conclusion de l'acquisition. Central Hudson Gas & Electric Corporation (« Central Hudson »), principale entreprise de CH Energy Group, est une société de services publics réglementés de transport et de distribution qui sert 377 000 consommateurs d'électricité et de gaz dans la région médiane de la vallée de l'Hudson dans l'État de New York. L'acquisition de CH Energy Group a été principalement financée à même le produit d'un placement d'actions ordinaires de 601 millions \$ et d'un placement de billets non garantis de 325 millions \$ US.

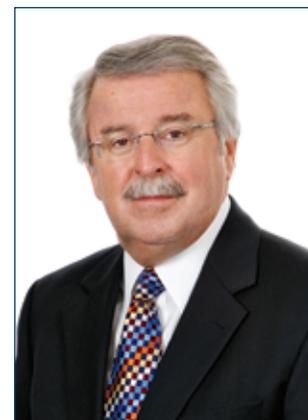
En décembre 2013, Fortis a annoncé qu'elle avait conclu une entente pour acquérir UNS Energy au prix de 60,25 \$ US par action ordinaire au comptant, ce qui représente un prix d'acquisition global d'environ 4,3 milliards \$ US, y compris la prise en charge d'une dette d'environ 1,8 milliard \$ US à la conclusion de l'acquisition. UNS Energy est une société de portefeuille de services publics intégrée verticalement établie à Tucson, en Arizona, qui exploite par l'entremise de trois filiales une entreprise réglementée de production d'électricité et de distribution d'énergie, principalement dans l'État de l'Arizona, et qui sert quelque 656 000 clients des secteurs de l'électricité et du gaz.

La conclusion de l'acquisition de UNS Energy, qui devrait se produire d'ici la fin de 2014, est conditionnelle à l'obtention de l'approbation des actionnaires ordinaires de UNS Energy et de certaines approbations réglementaires et gouvernementales, y compris l'approbation de l'Arizona Corporation Commission et de la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis, et au respect d'autres exigences législatives américaines applicables et de conditions de clôture habituelles.

Pour financer une partie de l'acquisition de UNS Energy, en janvier 2014, Fortis a procédé à un placement de débentures subordonnées convertibles non garanties à 4 %, d'un capital de 1,8 milliard \$, représentées par des reçus de versement (les « débentures »). De plus, en décembre 2013, la Société a obtenu un engagement d'un syndicat de banques dirigé par la Banque de Nouvelle-Écosse de lui fournir un crédit relais de 2 milliards \$ constitué de facilités de crédit à terme non renouvelables.



Stan Marshall  
Président-directeur général, Fortis Inc.



David Norris  
Président du conseil, Fortis Inc.

L'acquisition de UNS Energy cadre bien avec notre stratégie d'investir dans des actifs de grande qualité du secteur des services publics réglementés au Canada et aux États-Unis et devrait faire augmenter le bénéfice par action ordinaire de Fortis au cours de la première année complète après la conclusion, à l'exclusion des charges non récurrentes liées à l'acquisition. L'acquisition de UNS Energy atténuera davantage le risque d'entreprise pour Fortis en améliorant la diversification géographique de nos actifs réglementés puisque, par suite de l'acquisition, au plus un tiers de l'actif total sera situé dans un même territoire réglementé. À la conclusion, nos entreprises de services publics réglementés aux États-Unis représenteront environ le tiers de l'actif total, alors que les entreprises de services publics réglementés et les actifs de production hydroélectrique compteront pour environ 97 % de notre actif total.

Le bénéfice de la Société pour 2013 a diminué de 34 millions \$ en raison des charges liées aux acquisitions de CH Energy Group et de UNS Energy, comparativement à des charges liées aux acquisitions de 7,5 millions \$ pour 2012. Le bénéfice pour 2013 a été avantagé par un recouvrement d'impôts de 23 millions \$, résultat de l'entrée en vigueur de déductions plus élevées de l'impôt de la partie VI.1 sur les dividendes sur actions privilégiées de la Société, comparativement aux charges d'impôts de 4 millions \$ attribuables à l'impôt de la partie VI.1 pour 2012. En outre, un gain extraordinaire d'environ 20 millions \$ a été comptabilisé en 2013 relativement au règlement des questions d'expropriation touchant Exploits River Hydro Partnership (« société Exploits »).

En excluant les éléments susmentionnés, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'élève à 344 millions \$ pour 2013, en hausse de 17,5 millions \$ par rapport au bénéfice de 326,5 millions \$ pour 2012, et le bénéfice par action ordinaire est de 1,70 \$ pour 2013, comparativement à 1,72 \$ pour 2012. Central Hudson a contribué au bénéfice à hauteur de 23 millions \$ en 2013, alors que les activités non réglementées de CH Energy Group ont entraîné une perte nette de 5 millions \$, principalement associée aux charges d'impôts reportés liées à la vente de Griffith Energy Services, Inc. (« Griffith »). En mars 2014, CH Energy Group a vendu Griffith pour environ 70 millions \$ US, en plus du fonds de roulement. Après la prise en compte du placement d'actions ordinaires et des coûts de financement associés à l'acquisition, le bénéfice par action ordinaire pour 2013 n'a pas subi d'incidence considérable du fait de l'acquisition de CH Energy Group.

FortisBC Electric a fait l'acquisition des actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la ville de Kelowna (la « Ville ») en mars 2013 pour environ 55 millions \$, ce qui lui permet maintenant de servir directement quelque 15 000 clients auparavant servis par la Ville. FortisBC Electric fournissait de l'électricité à la Ville selon un tarif de gros et s'occupait de l'exploitation et de la maintenance des actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la Ville en vertu d'un contrat depuis 2000.

Les entreprises de services publics réglementés au Canada ont contribué au bénéfice à hauteur de 346 millions \$, soit 1 million \$ de plus que le bénéfice de 345 millions \$ pour 2012. Le bénéfice des entreprises de services publics de distribution de gaz et d'électricité de FortisBC a diminué respectivement d'environ 15 millions \$ et 4 millions \$, résultat d'une décision réglementaire sur la première étape de l'instance générale sur le coût du capital, ce qui a entraîné une baisse du taux de rendement autorisé sur les capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires pour chacune des entreprises de services publics et de la composante capitaux propres de la structure du capital de FortisBC Energy Inc., en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013. Cette baisse a été partiellement contrebalancée par le recul des frais financiers et de la croissance de la base tarifaire par rapport aux prévisions et par les charges d'exploitation et de maintenance moins élevées des sociétés FortisBC Energy. Le bénéfice de FortisAlberta équivaut à 2 millions \$ de moins que celui de 2012 en raison d'une baisse des produits nets tirés du transport et des coûts liés aux inondations survenues dans le sud de l'Alberta en juin 2013, en partie contrebalancée par la croissance de la base tarifaire et l'augmentation du nombre de clients. Le bénéfice de Newfoundland Power et le bénéfice de Maritime Electric ont été favorablement touchés par des recouvrements d'impôts liés à l'impôt de la partie VI.1. Le bénéfice de Newfoundland Power a aussi été favorablement touché par la croissance de la base tarifaire et un gain de 1 million \$ tiré de la vente d'un terrain en 2013. Quant au bénéfice de FortisOntario, il a été plus bas que celui de l'exercice précédent par suite de l'incidence ponctuelle, en 2012, du rajustement de rendement cumulatif sur les investissements liés aux compteurs intelligents de FortisOntario en 2012.

Le calendrier réglementaire de nos plus grandes entreprises de services publics est encore bien rempli. Les demandes de tarifs pluriannuels fondés sur le rendement progressent en Colombie-Britannique, et les instances sur le coût du capital se poursuivent pour FortisAlberta et FortisBC. Central Hudson déposera une demande tarifaire générale au milieu de 2014, sa première en tant qu'entreprise de services publics de Fortis, pour fixer les tarifs qui seront en vigueur à compter du milieu de 2015. L'approbation réglementaire pour l'acquisition de Central Hudson comprenait un gel de deux ans du tarif de livraison, soit jusqu'au 30 juin 2015. Sur la même période de deux ans, Central Hudson s'est engagée à faire des dépenses en immobilisations de 215 millions \$ US. En janvier 2014, Fortis et UNS Energy ont déposé une demande conjointe auprès de l'organisme de réglementation de l'Arizona afin d'obtenir l'approbation de l'acquisition.

Les entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes ont contribué au bénéfice à hauteur de 23 millions \$, en hausse de 4 millions \$ par rapport à 2012. L'augmentation s'explique surtout par la capitalisation des coûts indirects approuvée par l'organisme de réglementation d'environ 3 millions \$ pour Fortis Turks and Caicos. La croissance des ventes d'électricité et la hausse des tarifs de base de l'électricité facturés aux clients de Caribbean Utilities ont également contribué à la hausse du bénéfice.

Les activités de production non réglementées ont contribué au bénéfice à hauteur de 39 millions \$, en hausse de 22 millions \$ par rapport à 2012, par suite du gain extraordinaire associé à la société Exploits et de l'augmentation de la production hydroélectrique au Belize.

Les activités autres que de services publics ont dégagé un bénéfice de 18 millions \$, contre 22 millions \$ pour 2012. La baisse est imputable à la perte nette de 5 millions \$ liée à la vente de Griffith, comme indiqué ci-dessus. Le bénéfice de Fortis Properties a été de 1 million \$ plus élevé qu'à l'exercice précédent, principalement en raison de l'amélioration du rendement de la division de l'hôtellerie.

Les charges du secteur Siège social et autres ont été de 96 millions \$, contre 88 millions \$ pour 2012. Elles comprennent les charges liées aux acquisitions totalisant 34 millions \$ pour 2013, comparativement à 7,5 millions \$ pour 2012. Un recouvrement d'impôts d'environ 6 millions \$ associé à l'impôt de la partie VI.1 a fait baisser les charges du secteur Siège social et autres en 2013, comparativement à une charge d'impôts de 6 millions \$ associée à l'impôt de la partie VI.1 pour 2012. Un gain de change de 6 millions \$ a été comptabilisé en 2013, contre une perte de change de 2 millions \$ en 2012. En excluant les incidences susmentionnées, les charges du secteur Siège social et autres ont été de 1,5 million \$ plus élevées qu'à l'exercice précédent.

Les flux de trésorerie d'exploitation ont atteint 899 millions \$, une baisse de 93 millions \$ par rapport à 2012, en raison surtout de variations défavorables du fonds de roulement.

## Rapport aux actionnaires

Fortis est l'une des sociétés de portefeuille de services publics les mieux cotées en Amérique du Nord, Standard & Poor's (« S&P ») attribuant à ses titres de créance la note A-, et DBRS, la note A (bas), qui demeurent inchangées par rapport à 2012. En décembre 2013, après l'annonce par Fortis de la conclusion d'une entente visant à faire l'acquisition de UNS Energy, DBRS a mis sous surveillance la note de crédit de la Société avec une mention de perspectives évolutives. De la même façon, S&P a révisé sa perspective à l'égard de la Société, la faisant passer de stable à négative. S&P a indiqué que le rétablissement à stable de la perspective est probable au moment de la conversion des débetures en actions.

Depuis le début de 2013, Fortis a obtenu environ 3,3 milliards \$ sur les marchés financiers, ce qui démontre la confiance des investisseurs en notre stratégie d'affaires. En plus du placement de débetures de 1,8 milliard \$ lié à l'acquisition de UNS Energy, les financements importants réalisés par Fortis comprennent le placement de 601 millions \$ d'actions ordinaires relatif à l'acquisition de CH Energy Group.

En juillet 2013, Fortis a dégagé un produit brut de 250 millions \$ de l'émission d'actions privilégiées de premier rang à taux d'intérêt fixe rétabli à 4 %, série K, qui a servi à racheter la totalité des actions privilégiées de premier rang à 5,45 % de la Société au prix de 125 millions \$, à rembourser une partie des emprunts sur les facilités de crédit et à d'autres fins générales de la Société. En octobre 2013, la Société a conclu un placement privé de billets non garantis à 3,84 %, 10 ans, d'un capital de 285 millions \$ US et de billets non garantis à 5,08 %, 30 ans, d'un capital de 40 millions \$ US. Le produit a été affecté au remboursement d'une partie des emprunts en dollars américains effectués sur les facilités de crédit aux fins du financement d'une partie de l'acquisition de CH Energy Group. De plus, les entreprises de services publics réglementés de la Société ont émis des titres de créance à long terme de plus de 300 millions \$ en 2013 afin de rembourser leur dette à long terme et leurs emprunts sur leur facilité de crédit, de financer les dépenses en immobilisations futures et à d'autres fins générales.

Nous remercions nos employés pour leur rendement exemplaire et leur engagement envers la clientèle. Nous compterons plus de 10 000 employés lorsque UNS Energy sera regroupée avec Fortis à la fin de 2014.

Nous exprimons notre reconnaissance aux membres du conseil d'administration pour leur gouvernance et leurs conseils. Nous tenons également à faire part de notre gratitude à M. Roy Rideout qui a pris sa retraite du conseil d'administration en mai 2013, après 12 années de loyaux services à titre d'administrateur, et à lui souhaiter la meilleure des chances.

À plus long terme, Fortis se concentrera sur la conclusion de l'acquisition de UNS Energy d'ici la fin de 2014 et sur la mise en œuvre de son programme d'investissement de 1,4 milliard \$ en 2014. Notre programme d'investissement, en grande partie dans l'Ouest canadien, est bien amorcé et nous permettra de continuer à satisfaire les besoins énergétiques croissants de nos clients. En 2014, FortisAlberta prévoit investir 413 millions \$ dans son réseau d'électricité, et les travaux liés à l'Expansion Waneta en Colombie-Britannique devraient coûter au total 126 millions \$. FortisBC a commencé l'expansion de ses installations de gaz naturel liquéfié (« GNL ») à Tilbury. L'expansion, sous réserve de l'obtention de certains permis et approbations réglementaires et en matière d'environnement, au coût total estimatif d'environ 400 millions \$, devrait comprendre un deuxième réservoir de GNL et un nouveau liquéfacteur, qui seront tous deux en service en 2016. Nous entrevoyons avec optimisme les possibilités futures d'agrandissement des infrastructures gazières en Colombie-Britannique associées au développement des ressources de gaz naturel destinées au secteur des transports.

Au cours de la période de cinq exercices de 2014 à 2018, le programme d'investissement de la Société devrait dépasser 6,5 milliards \$. En outre, UNS Energy a prévu que ses dépenses en immobilisations totaliseraient environ 1,5 milliard \$ pour la période de 2015 à 2018. La Société s'attend à ce que le résultat par action ordinaire croisse en 2015 et par la suite grâce aux acquisitions de Central Hudson et de UNS Energy et au programme d'investissement, y compris l'achèvement de l'Expansion Waneta en 2015 et de l'expansion de l'usine de GNL de Tilbury en 2016, qui permettront de continuer d'augmenter les dividendes.

Nous nous engageons à continuer d'accroître la rentabilité de nos activités, tout en demeurant conscients de notre engagement à fournir aux clients un service d'énergie sûr, fiable et abordable.

Au nom du conseil d'administration,



David G. Norris  
Président du conseil, Fortis Inc.



H. Stanley Marshall  
Président-directeur général, Fortis Inc.

**La vision de Fortis :** être le chef de file dans le secteur des services publics en Amérique du Nord. Dans toutes ses activités, 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 sociétés de services publics de gaz et d'électricité nord-américaines 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.

## TABLE DES MATIÈRES

Énoncés prospectifs	6
Aperçu de la Société	8
Vision et stratégie de la Société	11
Tendances, occasions et risques principaux	11
Éléments importants	14
Sommaire des faits saillants financiers	16
Résultats d'exploitation consolidés	18
Résultats d'exploitation sectoriels	19
Entreprises de services publics réglementés	19
Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada	19
Sociétés FortisBC Energy	19
Entreprise de services publics réglementés de gaz et d'électricité aux États-Unis	20
Central Hudson	20
Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada	21
FortisAlberta	21
FortisBC Electric	22
Newfoundland Power	22
Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	23
Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	23
Activités non réglementées	24
Activités non réglementées – Fortis Generation	24
Activités non réglementées – autres que de services publics	25
Siège social et autres	26
Faits saillants en matière de réglementation	27
Nature de la réglementation	27
Principales décisions et demandes réglementaires	28
Situation financière consolidée	31
Situation de trésorerie et sources de financement	33
Sommaire des flux de trésorerie consolidés	33
Obligations contractuelles	35
Structure du capital	38
Notes de crédit	38
Programme d'investissement	38
Besoins en flux de trésorerie	41
Facilités de crédit	42
Arrangements hors bilan	42
Gestion des risques d'affaires	43
Nouvelles méthodes comptables	59
Prises de position comptables futures	59
Instruments financiers	60
Estimations comptables critiques	61
Principales informations financières annuelles	67
Résultats du quatrième trimestre	69
Sommaire des résultats trimestriels	71
Évaluation par la direction des contrôles et procédures de communication de l'information et des contrôles internes à l'égard de l'information financière	72
Événements postérieurs à la date du bilan	73
Perspectives	73
Données sur les actions en circulation	73

Daté du 13 mars 2014

## ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent rapport de gestion de Fortis Inc. (« Fortis » ou la « Société ») a été préparé conformément au *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue*. Le rapport de gestion doit être lu conjointement avec les états financiers consolidés audités et les notes y afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, inclus dans le rapport annuel de 2013 de la Société. L'information financière pour 2013 et les périodes comparatives figurant dans le présent rapport de gestion a été préparée conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») et 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 », « croire », « s'attendre à », « projeter », « estimer », « prévoir », « avoir l'intention de », « planifier » et autres expressions similaires et certains verbes au futur ou au conditionnel comme « pourrait » et « devrait » sont souvent utilisés pour désigner de l'information prospective, mais l'information prospective ne contient pas toujours ces mots clés. 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 comprennent, sans s'y limiter, des énoncés sur : la principale activité de Fortis, qui demeure la propriété et l'exploitation d'entreprises de services publics réglementés de distribution de gaz et d'électricité; l'intérêt que porte la Société au Canada et aux États-Unis comme lieu visé en priorité pour l'acquisition d'entreprises de services publics réglementés; la recherche d'occasions de croissance dans les activités non réglementées de la Société afin de soutenir la stratégie de croissance de ses entreprises de services publics réglementés; les dépenses en immobilisations prévues dans le secteur de l'électricité au Canada au cours de la période de 20 ans allant jusqu'en 2030 pour maintenir la fiabilité du réseau; le calendrier prévu de la conclusion de l'acquisition de UNS Energy Corporation (« UNS Energy ») par Fortis et la prévision que l'acquisition contribuera au résultat par action ordinaire de Fortis pour la première année complète après la conclusion de l'acquisition, à l'exclusion des charges non récurrentes liées à l'acquisition; l'augmentation prévue de la base tarifaire réglementée à la date de conclusion de l'acquisition de UNS Energy; la base tarifaire de mi-exercice de 2014 prévue pour les entreprises de services publics les plus importantes de la Société; les dépenses en immobilisations brutes prévues consolidées de la Société pour 2014 et le total des dépenses en immobilisations brutes prévues sur la période de cinq exercices de 2014 à 2018; le programme de dépenses en immobilisations prévues pour UNS Energy au cours de la période allant de 2015 à 2018; les coûts de financement que la Société s'attend à supporter en 2014 relativement aux débetures convertibles représentées par des reçus de versement (les « débetures »); le produit net prévu tiré du dernier versement relatif aux débetures; diverses occasions de développement de ressources de gaz naturel qui pourraient s'offrir à la Société; la nature, le calendrier et le montant de certains projets d'investissement et leurs coûts prévus ainsi que leur délai de réalisation; la prévision que l'important programme d'investissement de la Société favorisera la croissance continue*

du bénéficiaire et des dividendes; la garantie que les dépenses en immobilisations perçues comme requises ou effectuées par les entreprises de services publics réglementés de la Société seront approuvées ou que des conditions à de telles approbations ne seront pas imposées; l'hypothèse que les entreprises de services publics réglementés de la Société pourraient subir des perturbations et des hausses de coûts si elles ne pouvaient entretenir leurs actifs; la prévision que les liquidités requises pour terminer les programmes d'investissement des filiales proviendront d'une combinaison de flux de trésorerie d'exploitation, 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 prévision que les filiales de la Société parviendront à trouver les liquidités requises pour financer leur programme respectif de dépenses en immobilisations de 2014; les échéances et les remboursements de la dette à long terme consolidée prévus en 2014 et en moyenne annuellement au cours des cinq prochains exercices; la prévision que la Société et ses filiales continueront de bénéficier d'un accès à coût raisonnable à des capitaux à court et à moyen terme; la prévision que la combinaison des facilités de crédit disponibles et l'échéance et le remboursement de titres de créance d'un montant relativement faible apporteront à la Société et à ses filiales la souplesse voulue pour choisir le moment des appels aux marchés financiers; la prévision que la Société et ses filiales continueront à respecter les clauses restrictives de leur dette au cours de 2014; la prévision que toute hausse des intérêts débiteurs ou des frais associés aux facilités de crédit renouvelées ou prorogées n'aura pas d'incidence importante sur les résultats financiers consolidés de la Société pour 2014; le moment prévu du dépôt des demandes auprès des organismes de réglementation et le moment de la réception des décisions; l'incidence estimée qu'une baisse des produits à la division de l'hôtellerie de Fortis Properties aurait sur le résultat de base annuel par action ordinaire; aucun déclassement important des notes de crédit prévu à court terme; 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 2014; la prévision que les contreparties aux contrats de dérivés continueront de respecter leurs obligations; et la prévision que le coût net consolidé des régimes de retraite à prestations déterminées pour 2014 sera comparable à celui de 2013 et l'absence de garantie que les actifs des régimes de retraite réaliseront les taux de rendement à long terme présumés dans l'avenir.

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, sans que les principales décisions réglementaires reçues soient défavorables, et l'attente de stabilité en matière de réglementation; la capacité de FortisAlberta à recouvrer ses coûts de service et à réaliser son taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actions ordinaires (« RCP ») autorisé en vertu de la tarification axée sur le rendement (« TAR »), laquelle est entrée en vigueur pour une période de cinq ans commençant le 1<sup>er</sup> janvier 2013; l'obtention de l'approbation des actionnaires ordinaires de UNS Energy et de certaines approbations réglementaires et gouvernementales requises pour conclure l'acquisition de UNS Energy; la réception du dernier versement relatif aux débetures; pas de volatilité importante des taux d'intérêt; 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 à entretenir les réseaux de gaz et d'électricité afin d'assurer leur rendement continu; pas de repli important et prolongé de la situation économique; pas de baisse marquée des dépenses en immobilisations; pas de dépassement important de coûts d'investissement et de financement liés à la construction de la centrale hydroélectrique Expansion Waneta; des liquidités et des sources de financement suffisantes; la possibilité que la Société reçoive un dédommagement approprié du gouvernement du Belize pour la juste valeur de l'investissement de la Société dans Belize Electricity, qui a été exproprié par le gouvernement du Belize; la possibilité que Belize Electric Company Limited ne soit pas expropriée par le gouvernement du Belize; 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 de couvrir l'exposition à la variation des taux de change et des prix du gaz naturel, de l'électricité et des combustibles; pas 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 de remplacement; la disponibilité ininterrompue de l'approvisionnement en gaz naturel, en combustible et en électricité; le maintien des contrats d'achat d'approvisionnement en électricité et de capacité et leur approbation réglementaire; la capacité de financer les régimes de retraite à prestations déterminées, de réaliser les taux de rendement à long terme présumés sur les actifs connexes et de recouvrer le coût net des régimes de retraite dans les tarifs imposés à la clientèle; l'absence de modifications importantes des plans énergétiques gouvernementaux et des lois environnementales qui pourraient avoir une incidence négative importante sur l'exploitation et les flux de trésorerie et les flux de trésorerie et de ses filiales; l'absence de modifications importantes des politiques et orientations des gouvernements qui pourraient avoir une incidence négative importante sur la Société et 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; la capacité de présenter ses informations conformément aux PCGR des États-Unis au-delà de 2018 ou l'adoption, après 2018, de Normes internationales d'information financière permettant la comptabilisation d'actifs et de passifs réglementaires; la possibilité de continuer à reporter les impôts sur les bénéfices des activités de la Société dans les Caraïbes; le maintien de l'infrastructure de technologie de l'information; le maintien 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.

L'information prospective est soumise à des risques, incertitudes et autres facteurs pouvant altérer considérablement les résultats réels par rapport aux résultats historiques ou aux résultats prévus selon l'information prospective. Les facteurs de risque qui pourraient faire en sorte que les résultats ou événements s'écartent des prévisions actuelles sont décrits à la rubrique « Gestion des risques d'affaires » du présent rapport de gestion et dans les documents d'information continue déposés de temps à autre auprès des organismes de réglementation canadiens en valeurs mobilières. Les principaux facteurs de risque pour 2014 comprennent, sans s'y restreindre : l'incertitude de l'incidence du maintien d'un environnement de faibles taux d'intérêt sur les RCP autorisés pour certaines des entreprises de services publics réglementés de l'Ouest canadien de la Société; l'incertitude concernant le traitement de certaines dépenses en immobilisations de FortisAlberta selon le mécanisme de TAR nouvellement mis en place; les risques associés à la capacité de conclure l'acquisition de UNS Energy, au moment de la conclusion de l'acquisition et à la réalisation des avantages anticipés de l'acquisition; les risques associés au montant du dédommagement qui sera versé à Fortis pour son investissement dans Belize Electricity, qui a été exproprié par le gouvernement du Belize; et le délai de réception du dédommagement et la capacité du gouvernement du Belize de verser le dédommagement à Fortis.

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

### APERÇU DE LA SOCIÉTÉ

Fortis est la plus importante société ouverte de services publics de distribution de gaz et d'électricité au Canada. Les sociétés réglementées qu'elle détient représentent 90 % du total de ses actifs et servent plus de 2,4 millions de clients à l'échelle du Canada ainsi que dans l'État de New York et dans les Caraïbes. Fortis possède des actifs hydroélectriques non réglementés au Canada, au Belize et dans le nord-ouest de l'État de New York. Les investissements dans les activités autres que de services publics de la Société englobent des hôtels et des propriétés immobilières commerciales au Canada. En 2013, les réseaux de distribution d'électricité de la Société ont répondu à une demande de pointe combinée de 6 451 mégawatts (« MW ») et ses réseaux de distribution de gaz ont répondu à une demande de pointe quotidienne de 1 466 térajoules.

Les activités de services publics, qui constituent le principal secteur d'activité de la Société, sont très réglementées et le bénéfice des entreprises de services publics réglementés de la Société est calculé principalement d'après la réglementation fondée sur le coût du service. De manière générale, en vertu de la réglementation fondée sur le coût du service, les organismes de réglementation respectifs établissent les tarifs du gaz et de l'électricité facturés à la clientèle de façon à permettre un recouvrement raisonnable par l'entreprise de services publics, en temps opportun, des coûts de fourniture estimatifs du service, y compris un taux de rendement juste selon une structure du capital réputée réglementaire ou ciblée appliquée à la valeur de l'actif réglementaire autorisée (« base tarifaire »). La capacité d'une entreprise de services publics réglementés de recouvrer de manière prudente les coûts engagés dans la prestation des services et de réaliser le taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actions ordinaires (« RCP ») ou le taux de rendement des actifs de la base tarifaire (« RAB »), approuvés par l'organisme de réglementation, dépend de la réalisation des prévisions établies dans les processus d'établissement des tarifs. Ainsi, le bénéfice des entreprises de services publics réglementés subit généralement l'incidence de ce qui suit : i) les changements apportés par l'organisme de réglementation aux RCP ou RAB autorisés et à la composante capitaux propres de la structure du capital; ii) les changements de la base tarifaire; iii) les fluctuations des ventes d'énergie ou des volumes de gaz livrés; iv) les modifications du nombre de clients et de la composition de la clientèle; v) les écarts entre les charges réelles engagées et les charges prévues utilisées pour déterminer les besoins en revenus et fixer les tarifs imposés à la clientèle; et vi) les écarts temporaires, au cours d'une période de présentation de l'information financière annuelle, entre le moment où les charges réelles sont engagées et celui où elles sont recouvrées auprès de la clientèle à même les tarifs. Lorsque des années témoins futures sont utilisées pour établir les besoins en revenus et fixer le tarif de base facturé à la clientèle, ce tarif n'est pas rajusté même si le coût du service réel diffère du coût estimatif, à l'exception de certains coûts prescrits qui peuvent être reportés au bilan. En outre, les entreprises de services publics réglementés de la Société sont autorisées, le cas échéant, par leurs organismes de réglementation respectifs, à transférer à la clientèle, sans majoration, le coût du gaz naturel, du combustible ou de l'électricité acheté au moyen des tarifs de base imposés à la clientèle ou à utiliser des mécanismes de stabilisation tarifaire et d'autres mécanismes.

Lorsque des mécanismes de tarification axée sur le rendement (« TAR ») sont utilisés pour déterminer les besoins en revenus annuels et les tarifs imposés à la clientèle qui en découlent, une formule est habituellement appliquée pour tenir compte de l'inflation et des améliorations présumées apportées à la productivité. L'utilisation de mécanismes de TAR doit permettre à une entreprise de services publics de recouvrer, selon une possibilité raisonnable, le coût prudent du service et de réaliser son RCP autorisé.

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 détient également des placements dans des actifs de production non réglementés et des actifs autres que de services publics, deux secteurs d'activité traités distinctement. Les investissements de la Société dans des actifs non réglementés procurent une flexibilité sur les plans financiers, fiscal et réglementaire, et améliorent le rendement pour les actionnaires. Les bénéfices provenant des investissements non réglementés servent à compenser les charges du siège social dont une grande partie se compose d'intérêts débiteurs associés à la dette contractée pour financer une partie des primes versées à l'acquisition d'entreprises de services publics réglementés.

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 Fortis. Chaque entité au sein des secteurs isolables fonctionne avec beaucoup d'autonomie 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

La participation de la Société dans les différentes entreprises de services publics réglementés de distribution de gaz et d'électricité se présente comme suit :

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

*Sociétés FortisBC Energy* : Comprennent principalement les sociétés FortisBC Energy Inc. (« FEI »), FortisBC Energy (Vancouver Island) Inc. (« FEVI ») et FortisBC Energy (Whistler) Inc. (« FEWI »).

FEI est la plus importante société de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique et sert environ 850 000 clients dans plus de 100 communautés. Les principales zones de service de FEI sont la région de Vancouver, la vallée du Fraser et les régions de Thompson, d'Okanagan, de Kootenay et de l'intérieur nord-centre de la Colombie-Britannique.



Barry Perry, vice-président, Finances et chef de la direction des finances, Fortis Inc.

FEVI possède et exploite le gazoduc qui transporte du gaz naturel depuis la région de Vancouver jusqu'à l'île de Vancouver, en passant par le détroit de Georgia, en plus d'approvisionner quelque 103 000 clients sur l'île de Vancouver et le long de la Sunshine Coast en Colombie-Britannique.

FEWI possède et exploite le réseau de distribution de gaz naturel dans la Municipalité touristique de Whistler, en Colombie-Britannique, qui approvisionne environ 3 000 clients.

En plus de fournir des services de transport et de distribution à leur clientèle, les sociétés FortisBC Energy achètent du gaz naturel pour revente à 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 FEI, de l'Alberta.

### Entreprise de services publics réglementés de gaz et d'électricité aux États-Unis

*Central Hudson* : Central Hudson Gas & Electric Corporation (« Central Hudson ») est une entreprise de services publics réglementés de transport et de distribution à quelque 300 000 consommateurs d'électricité et 77 000 consommateurs de gaz naturel dans huit comtés de la région médiane de la vallée de l'Hudson dans l'État de New York. Central Hudson a été acquise par Fortis dans le cadre de l'acquisition de CH Energy Group, Inc. (« CH Energy Group ») en juin 2013.

### 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, qui sert quelque 518 000 clients. La société ne possède ni n'exploite d'actifs de production ou de transport, et ne fait pas la vente directe d'électricité.
- b) *FortisBC Electric* : Comprend FortisBC Inc., société de services publics d'électricité intégrée œuvrant dans la région intérieure sud de la Colombie-Britannique qui sert directement et indirectement environ 164 000 clients. FortisBC Inc. possède quatre centrales hydroélectriques dont la puissance combinée s'élève à 223 MW. La part sectorielle attribuable à FortisBC Electric englobe également les services d'exploitation, de maintenance et de gestion de la centrale hydroélectrique Waneta de 493 MW, propriété de Teck Metals Ltd. et de BC Hydro, de la centrale hydroélectrique Brilliant de 149 MW et des installations d'agrandissement de la centrale hydroélectrique Brilliant de 120 MW, toutes deux propriétés conjointes de Columbia Power Corporation et de Columbia Basin Trust (« CPC/CBT ») et de la centrale hydroélectrique Arrow Lakes de 185 MW, propriété de CPC/CBT. En mars 2013, FortisBC Inc. a fait l'acquisition des actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la ville de Kelowna.
- c) *Newfoundland Power* : Newfoundland Power est une société de services publics d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité de la partie insulaire de Terre-Neuve-et-Labrador, et sert environ 256 000 clients. La société possède une capacité de production installée de 139 MW, dont 97 MW d'origine hydroélectrique.
- d) *Autres entreprises de services publics au Canada* : Englobent Maritime Electric et FortisOntario. Maritime Electric est une société de services publics d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard (« Î.-P.-É. »), et sert quelque 77 000 clients. 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 quelque 65 000 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 Algoma Power Inc. (« Algoma Power »). FortisOntario possède également des participations de 10 % dans Westario Power Inc., Rideau St. Lawrence Holdings Inc. et Grimsby Power Inc., trois sociétés régionales de distribution d'électricité servant environ 38 000 clients.

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

- a) *Caribbean Utilities* : Caribbean Utilities est une société de services publics d'électricité intégrée et l'unique fournisseur d'électricité sur l'île Grand Caïman, aux îles Caïmans, et compte quelque 27 000 clients. La société possède une capacité de production au diesel installée de 150 MW. Fortis détient une participation lui conférant le contrôle d'environ 60 % (60 % au 31 décembre 2012) dans Caribbean Utilities. Caribbean Utilities est une société ouverte cotée à la Bourse de Toronto (« TSX ») (TSX : CUP.U).
- b) *Fortis Turks and Caicos* : Composée de FortisTCL Limited (« FortisTCL ») et Turks and Caicos Utilities Limited (« TCU »), acquise en août 2012 (collectivement « Fortis Turks and Caicos »). Les deux entreprises de services publics de Fortis Turks and Caicos sont des sociétés de services publics d'électricité intégrées, et, ensemble, elles servent environ 13 000 clients et ont une capacité de production au diesel combinée de 76 MW. Fortis Turks and Caicos fournit de l'électricité sur les îles Providenciales, North Caicos, Middle Caicos et South Caicos par l'intermédiaire de FortisTCL, de même que sur Grand Turk et sur Salt Cay par l'entremise de TCU.

### Activités non réglementées – Fortis Generation

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

- a) *Belize* : Les actifs sont constitués des centrales hydroélectriques Mollejon, de 25 MW, Chalillo, de 7 MW, et 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 (« CAE ») 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 actifs sont constitués de six petites centrales hydroélectriques dans l'est de l'Ontario, d'une puissance combinée de 8 MW, et d'une centrale de cogénération alimentée au gaz de 5 MW à Cornwall.
- c) *Colombie-Britannique* : Les actifs 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, qui vend la totalité de sa production à BC Hydro. Le contrat conclu avec BC Hydro a pris fin en 2013 et peut être résilié par BC Hydro sous réserve d'un préavis de cinq mois. Les activités de production non réglementées en Colombie-Britannique comprennent également la participation conférant le contrôle de 51 % de la Société dans la société en commandite Expansion Waneta (« société Waneta »), CPC/CBT détenant les 49 % restants. La société Waneta a entrepris la construction, à la fin de 2010, de la centrale hydroélectrique Expansion Waneta (« Expansion Waneta ») de 335 MW, située près du barrage Waneta et des installations sur la rivière Pend d'Oreille, au sud de Trail, en Colombie-Britannique. L'Expansion Waneta devrait entrer en service au printemps 2015. La production de l'Expansion Waneta sera vendue à BC Hydro et à FortisBC Electric dans le cadre de contrats d'une durée de 40 ans.
- d) *Nord-ouest de l'État de New York* : Les actifs sont composés de quatre centrales hydroélectriques d'une puissance combinée d'environ 23 MW, situées dans le nord-ouest de l'État de New York, exploitées sous licence de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») des États-Unis. Dans le nord-ouest 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 – autres que de services publics

- a) *Fortis Properties* : Fortis Properties possède et exploite 23 hôtels comptant plus de 4 400 chambres, dans huit provinces canadiennes, ainsi qu'environ 2,7 millions de pieds carrés de locaux pour bureaux d'affaires et commerces de détail, principalement dans les provinces du Canada atlantique.
- b) *Griffith* : Composée principalement de Griffith Energy Services, Inc. (« Griffith »), qui fournit des produits pétroliers et des services connexes à environ 60 000 clients dans la région du centre du littoral de l'Atlantique des États-Unis. Griffith a été acquise par Fortis dans le cadre de l'acquisition de CH Energy Group et a été vendue en mars 2014. Au 31 décembre 2013, Griffith était classée comme étant détenue en vue de la vente. Pour plus de renseignements sur la vente de Griffith, voir la rubrique « Éléments importants – Vente de Griffith » du présent rapport de gestion.

### 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, de même que les activités qui se trouvent sous le seuil requis pour être présentées en tant que secteur distinct.

Ce secteur comprend des frais financiers, notamment les intérêts sur la dette contractée directement par Fortis et FortisBC Holdings Inc. (« FHI »); les dividendes sur les actions privilégiées; d'autres dépenses du siège social, incluant les coûts d'exploitation non sectoriels de Fortis et de FHI, déduction faite des recouvrements auprès des filiales; les charges liées aux acquisitions; les intérêts créditeurs et produits divers; et les impôts sur les bénéfices du secteur.

Ce secteur inclut aussi les résultats financiers de FortisBC Alternative Energy Services Inc. (« FAES »). FAES est une filiale en propriété exclusive de FHI qui propose des solutions d'énergies renouvelables, y compris des systèmes d'énergie thermique et de géo-échange.

### VISION ET STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

La principale activité de Fortis est et restera la propriété et l'exploitation d'entreprises de services publics réglementés de gaz et d'électricité, et la Société poursuit sa vision d'être le leader mondial dans le secteur des services publics réglementés nord-américain. Dans toutes ses activités, Fortis gèrera ses ressources de façon prudente et offrira un service de qualité afin de maximiser la valeur pour les clients et les actionnaires. 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, fiable et rentable d'électricité aux clients, et la conduite des affaires de façon responsable sur le plan environnemental.

Fortis a adopté une stratégie de croissance rentable, le résultat par action ordinaire et le rendement total pour les actionnaires étant les principales mesures du rendement. Au cours de la période de dix exercices close le 31 décembre 2013, le résultat par action ordinaire de Fortis s'est accru à un taux annuel composé de 5,1 %. Au cours des dix derniers exercices, Fortis a dégagé pour ses actionnaires un rendement total annualisé moyen d'environ 11 %, surpassant l'indice plafonné des services aux collectivités S&P/TSX et l'indice composé S&P/TSX, qui ont chacun affiché un rendement annualisé moyen d'environ 8 % au cours de la même période.

L'expansion rentable continue des activités existantes demeure la priorité de la Société. Fortis a également démontré sa capacité de faire l'acquisition d'entreprises de services publics réglementés additionnels au Canada et aux États-Unis. Au cours des derniers exercices, Fortis a surtout ciblé des entreprises de services publics réglementés de gaz et d'électricité aux États-Unis étant donné que les occasions d'acquisition de ce type d'entreprises sont limitées au Canada. Le marché américain offre beaucoup plus de possibilités d'acquisition.

L'acquisition de Central Hudson en juin 2013 constitue la première entrée de la Société dans le marché des entreprises de services publics aux États-Unis. Cet investissement dans une entreprise de services publics réglementés américaine devrait être renforcé par l'acquisition, par la Société, de UNS Energy Corporation (« UNS Energy »). L'acquisition proposée atténuera davantage le risque d'entreprise pour Fortis en améliorant la diversification géographique de ses actifs réglementés puisque, par suite de l'acquisition, au plus un tiers de l'actif total sera situé dans un même territoire réglementé.

Pour plus de renseignements sur l'acquisition proposée de UNS Energy, voir les rubriques « Tendances, occasions et risques principaux – Marché des services publics réglementés américain », « Éléments importants – Acquisition proposée de UNS Energy » et « Gestion des risques d'affaires – Conclusion de l'acquisition de UNS Energy » du présent rapport de gestion.

Fortis a établi les assises des investissements dans des actifs non réglementés et internationaux qui lui apportent une souplesse sur les plans financier, fiscal et réglementaire. Fortis recherchera des occasions de développement de ses actifs hydroélectriques et autres que de services publics non réglementés dans le cadre de la stratégie de croissance de ses entreprises de services publics. Une fois les travaux de construction terminés au printemps 2015, l'Expansion Waneta devrait plus que doubler le bénéfice annuel attribuable aux activités non réglementées de Fortis Generation par rapport au bénéfice prévu de 2014.

### TENDANCES, OCCASIONS ET RISQUES PRINCIPAUX

**Tendances générales pour le secteur de l'énergie :** Les objectifs traditionnels relatifs à la sécurité, à la fiabilité et à la fourniture du service au coût raisonnable le plus bas possible demeurent au centre des grands enjeux touchant le secteur de l'énergie. Les enjeux nouveaux et plus mondiaux englobent les changements climatiques, les questions nationales touchant la sécurité, le développement de ressources de gaz naturel accrues comme source d'approvisionnement en énergie, l'exploitation accrue de sources d'énergies renouvelables, ainsi que le désir grandissant des clients de mieux contrôler leur consommation d'énergie afin de réduire les coûts et leur empreinte environnementale.

Selon un rapport d'évaluation du marché de l'énergie publié par l'Office national de l'énergie et intitulé *Avenir énergétique du Canada 2013 : offre et demande énergétiques à l'horizon 2035*, le Canada dispose de suffisamment de ressources énergétiques pour répondre à ses besoins grandissants. Au cours des 20 prochaines années, il est prévu que l'énergie produite excédera les besoins nationaux, d'où une augmentation de l'énergie disponible à l'exportation. La production totale d'énergie au Canada devrait augmenter largement jusqu'en 2035, et la production projetée de pétrole et de gaz naturel devrait croître respectivement de 75 % et 25 %. La production totale d'électricité et l'approvisionnement en électricité au Canada devraient augmenter au cours de la même période, et la capacité de production des centrales alimentées au gaz devrait considérablement grimper, aux dépens essentiellement de la capacité de production des centrales alimentées au charbon.

Selon le rapport sectoriel, au cours de la période de 20 ans allant jusqu'à 2030, le Canada devra investir 350 milliards \$ dans son infrastructure d'électricité pour assurer la fiabilité du réseau. Environ les deux tiers des sommes investies serviront au remplacement ou au renouvellement des actifs de production vieillissants, à l'ajout de capacité de production renouvelable et à la gestion de la croissance du marché. Le reste sera investi dans le réseau de transport, l'expansion du réseau de distribution et le maintien de la qualité du service.

Comme mentionné dans l'édition américaine de 2013 du rapport d'ExxonMobil intitulé *The Outlook for Energy: A View to 2040*, en raison de l'augmentation prévue d'environ 35 % de la demande mondiale d'énergie entre 2010 et 2040, il faudra investir des milliards de dollars dans les infrastructures et la technologie. En Amérique du Nord, il est prévu que la production de pétrole et de gaz naturel enregistra une hausse de quelque 45 % entre 2010 et 2040, stimulée par l'activité aux États-Unis. Par suite des gains continus d'efficacité réalisés, les États-Unis continuent également de réduire leur consommation d'énergie. L'approvisionnement en gaz de schiste et en sources d'énergies non classiques provenant d'Amérique du Nord jouera un rôle de plus en plus important pour combler la demande mondiale de gaz naturel. L'Amérique du Nord qui, en 2010, importait 15 % de son énergie totale et 35 % de son pétrole pourrait devenir un exportateur net d'énergie d'ici 2025, environ.

**Marché des services publics réglementés américain :** L'acquisition de Central Hudson en juin 2013 constitue la première entrée de la Société dans le marché des entreprises de services publics aux États-Unis, établissant une plateforme à partir de laquelle Fortis pourra accroître ses actifs de services publics réglementés d'électricité et de gaz aux États-Unis. En décembre 2013, Fortis a conclu une entente et un plan de fusion portant sur l'acquisition de UNS Energy. UNS Energy est une société de portefeuille de services publics intégrée verticalement établie à Tucson, en Arizona, qui exploite par l'entremise de trois filiales une entreprise réglementée de production d'électricité et de distribution d'énergie, principalement dans l'État de l'Arizona, et qui sert quelque 656 000 clients des secteurs de l'électricité et du gaz. Fortis se concentre sur la conclusion de l'acquisition de UNS Energy d'ici la fin de 2014. Ces acquisitions sont le fruit de la mise en œuvre de la stratégie de la Société qui consiste à investir dans des actifs de grande qualité du secteur des services publics réglementés aux États-Unis.

L'acquisition à venir de UNS Energy est intéressante pour les raisons suivantes : i) l'acquisition devrait permettre d'augmenter le bénéfice par action de Fortis au cours de la première année complète suivant sa conclusion, à l'exclusion des charges non récurrentes liées à l'acquisition; ii) UNS Energy exploite un réseau de distribution d'électricité et de gaz bien géré, qui sert une clientèle diversifiée comprenant principalement des clients du secteur résidentiel et du secteur commercial; iii) l'acquisition améliore la diversification des actifs réglementés de la Société et son bénéfice par emplacement géographique et par territoire de réglementation; iv) UNS Energy est une entreprise de services publics présente dans un seul État qui exerce ses activités dans un environnement réglementaire favorable; v) la conjoncture économique locale propice soutient la croissance; vi) les investissements continus de UNS Energy dans ses activités de services publics d'électricité et de gaz afin de pouvoir offrir un service d'énergie sécuritaire, fiable et rentable à ses clients devraient donner lieu à une augmentation notable de la base tarifaire; vii) UNS Energy prévoit engager des capitaux importants pour diversifier ses actifs de production, notamment par l'achat de l'unité 3 de la centrale Gila River à cycle combiné alimentée au gaz naturel et la mise en place d'une capacité de production d'énergies renouvelables adaptée aux services publics; et viii) UNS Energy est dotée d'une équipe de direction chevronnée animée par l'engagement d'offrir un service d'énergie sûr, fiable et abordable.

**Réglementation :** Le principal risque commercial de la Société est lié à la réglementation. Chacune des entreprises de services publics de la Société est régie par l'organisme de réglementation du territoire où elle mène ses activités. Au total, les entreprises de services publics de la Société exercent leurs activités dans des territoires relevant de huit organismes de réglementation différents. Les relations avec les organismes de réglementation sont gérées à l'échelle locale.

L'engagement pris par les entreprises de services publics de la Société de fournir un service sûr et fiable, d'avoir des clients satisfaits et de viser l'excellence opérationnelle, et de promouvoir des relations positives avec la clientèle et les organismes de réglementation est capital pour maintenir des rapports favorables avec les organismes de réglementation, obtenir le plein recouvrement des coûts et dégager des rendements concurrentiels pour les actionnaires de la Société.

Pour une analyse approfondie du risque lié à la réglementation et de la nature de la réglementation et des principales décisions et demandes réglementaires se rapportant aux entreprises de services publics réglementés de la Société, voir les rubriques « Gestion des risques d'affaires – Risque lié à la réglementation » et « Faits saillants en matière de réglementation » du présent rapport de gestion.

**Programme d'investissement et augmentation de la base tarifaire :** La base tarifaire réglementée de mi-exercice de 2013 de la Société était d'environ 10 milliards \$. À la conclusion de l'acquisition de UNS Energy, la base tarifaire de la Société devrait augmenter de quelque 3 milliards \$ US. Au cours de la période de cinq exercices s'échelonnant de 2014 à 2018, le programme d'investissement consolidé de la Société devrait dépasser 6,5 milliards \$. De plus, UNS Energy a prévu que son programme d'investissement pour les exercices de 2015 à 2018 totalisera environ 1,5 milliard \$ (1,4 milliard \$ US). Fortis prévoit que son investissement dans ses entreprises de services publics relativement à leurs programmes d'investissement favorisera la croissance continue du bénéfice et des dividendes.

Pour en savoir plus sur le programme d'investissement consolidé de la Société et sur la base tarifaire de ses plus grandes entreprises de services publics réglementés, voir la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme d'investissement » du présent rapport de gestion.

**Sources de gaz naturel :** Les perspectives du secteur de l'énergie en Colombie-Britannique sont prometteuses, le développement des ressources en gaz naturel de la province soutenant les exportations de gaz naturel liquéfié (« GNL »).

Le nouveau règlement en vertu du *Clean Energy Act* adopté récemment en Colombie-Britannique permettra à FortisBC de promouvoir l'utilisation du gaz naturel comme carburant dans le secteur des transports, dont l'avantage est de produire moins d'émissions de gaz à effet de serre (« GES »). Les avantages économiques de l'utilisation du gaz naturel dans des applications liées aux transports comprennent des économies de coûts pour les clients, des contributions à l'économie provinciale par des recettes fiscales accrues et une baisse des coûts pour les services publics, les écoles et les transports en commun amenées par les économies sur le coût du carburant.

En novembre 2013, le gouvernement de la Colombie-Britannique a annoncé l'exemption de l'expansion de l'usine de GNL de FEI à Tilbury du processus d'examen réglementaire normal et a plafonné à 400 millions \$ les coûts du projet d'expansion. FEI a commencé le chantier d'expansion, qui accroîtra les capacités de production et de stockage de GNL. L'expansion devrait être en service en 2016.

Traditionnellement, la majeure partie de la production de gaz naturel dans le nord de la Colombie-Britannique était acheminée vers les marchés de la province et de la côte nord-ouest du Pacifique par le gazoduc Westcoast (Spectra). Toutefois, pour réaliser le plein potentiel des gisements de gaz de schiste de la Colombie-Britannique, il faudra développer de la capacité additionnelle pour accéder aux marchés. FortisBC explore actuellement des scénarios d'investissement dans des gazoducs qui comprendraient une expansion de son actuel réseau de distribution pour alimenter en gaz naturel d'éventuelles installations d'exportation de GNL, ainsi qu'un ajout de capacité sur son pipeline Southern Crossing.

Les abondantes sources de gaz naturel en présence, conjuguées à une meilleure situation économique et à des politiques gouvernementales plus positives, pourraient favoriser la réalisation de projets de développement industriel reposant sur l'utilisation du gaz naturel sur la côte de la Colombie-Britannique à moyen ou à long terme. Les entreprises de services publics de gaz naturel sont en bonne position pour pénétrer de nouveaux marchés, comme le secteur des transports, en offrant du gaz naturel comprimé (« GNC ») et du GNL. Le faible coût du gaz naturel et les solides perspectives en matière d'approvisionnement suscitent l'intérêt d'importants clients du secteur industriel et de grands producteurs de GNL spécialisés pour le réseau de gaz de FortisBC. Il pourrait aussi y avoir des possibilités d'utiliser du gaz pour la production d'électricité.

**Économies de l'Ouest canadien :** Une grande proportion des entreprises de Fortis servent les économies de l'Ouest canadien, où la croissance économique est, de façon générale, plus vigoureuse que partout ailleurs au pays. Au 31 décembre 2013, les actifs de services publics réglementés représentaient 90 % du total de l'actif (90 % au 31 décembre 2012), et les actifs de services publics réglementés dans l'Ouest canadien représentaient 67 % de l'ensemble des actifs réglementés (78 % au 31 décembre 2012). FortisAlberta est l'entreprise de services publics de la Société qui connaît la croissance la plus rapide. Depuis l'acquisition de FortisAlberta en mai 2004, la base tarifaire de l'entreprise a augmenté d'environ 275 % et s'établit désormais à quelque 2,3 milliards \$. FortisAlberta dessert certaines des régions du Canada où la croissance est la plus rapide, une grande partie de la croissance de l'entreprise étant liée à des projets de mise en valeur des sables et des schistes bitumineux et aux projets résidentiels et commerciaux qui s'y rattachent, principalement dans les collectivités à proximité de Calgary et d'Edmonton.

**Accès à des capitaux et à des liquidités :** Les entreprises de services publics réglementés de la Société ont besoin d'un accès ininterrompu à des capitaux à long terme pour financer les investissements dans l'infrastructure nécessaire pour fournir le service aux clients. Les capitaux à long terme requis pour mener à bien les programmes d'investissement des entreprises de services publics sont essentiellement mobilisés au niveau des entreprises dont les services sont réglementés. Les entreprises de services publics réglementés émettent des titres de créance selon des termes allant de 10 à 50 ans. Au 31 décembre 2013, environ 80 % de la dette à long terme consolidée de la Société, excluant les emprunts effectués sur les facilités de crédit confirmées à long terme, avaient des échéances à plus de cinq ans. La direction prévoit que les échéances et les remboursements de la dette à long terme consolidée se chiffreront à 780 millions \$ en 2014 et à environ 335 millions \$ en moyenne au cours de chacun des cinq prochains exercices.

Afin de s'assurer d'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 2,7 milliards \$, dont quelque 2,2 milliards \$ étaient inutilisés au 31 décembre 2013. En janvier 2014, après la conclusion du placement de débentures convertibles d'un capital de 1,8 milliard \$ relatif à l'acquisition à venir de UNS Energy, Fortis a convenu de maintenir la disponibilité, aux termes de sa facilité de crédit renouvelable confirmée de 1 milliard \$, d'un montant d'au moins 600 millions \$ pour couvrir le montant en capital du premier remboursement des débentures convertibles dans l'éventualité d'un rachat obligatoire. Pour plus de renseignements, se reporter à la rubrique « Éléments importants – Débentures convertibles représentées par des reçus de versement » du présent rapport de gestion. Étant donné leurs notes de crédit et leur structure du capital prudente actuelles, la Société et ses entreprises de services publics réglementés prévoient conserver un accès raisonnable à des capitaux à long terme en 2014.

**Hausse du dividende :** Le dividende par action ordinaire a été porté à 1,24 \$ en 2013. Fortis a haussé son dividende trimestriel par action ordinaire pour le porter à 0,32 \$, à compter du dividende du premier trimestre versé en 2014. La hausse de 3,2 % du dividende trimestriel par action ordinaire donne lieu à un dividende annualisé de 1,28 \$ pour 2014 et porte à 41 années d'affilée le record de la Société quant aux hausses annuelles du dividende par action ordinaire, soit le plus long record pour une société ouverte du Canada.

**Actifs expropriés :** Le gouvernement du Belize a exproprié la participation de la Société dans les actions ordinaires de Belize Electricity en juin 2011. La Société conteste auprès des tribunaux du Belize la constitutionnalité de l'expropriation. Bien que le gouvernement du Belize ait pris contact avec Fortis, il n'y a pas eu de règlement sur un dédommagement équitable à verser à Fortis pour cette expropriation. Au 31 décembre 2013, la valeur comptable de l'investissement exproprié de la Société dans Belize Electricity était de 108 millions \$, compte tenu de l'incidence du change. Pour plus de renseignements, voir la rubrique « Gestion des risques d'affaires – Expropriation de la participation dans Belize Electricity » du présent rapport de gestion.

### ÉLÉMENTS IMPORTANTS

**Acquisition proposée de UNS Energy :** En décembre 2013, Fortis a annoncé avoir conclu une entente et un plan de fusion portant sur l'acquisition de UNS Energy (NYSE : UNS) pour 60,25 \$ US l'action ordinaire au comptant, soit un prix d'acquisition global d'environ 4,3 milliards \$ US, y compris la prise en charge d'une dette d'environ 1,8 milliard \$ US à la conclusion. UNS Energy est une société de portefeuille de services publics intégrée verticalement établie à Tucson, en Arizona, qui exploite par l'entremise de trois filiales une entreprise réglementée de production d'électricité et de distribution d'énergie, principalement dans l'État de l'Arizona, et qui sert quelque 656 000 clients des secteurs de l'électricité et du gaz.

La conclusion de l'acquisition, qui devrait se produire d'ici la fin de 2014, est conditionnelle à l'obtention de l'approbation des actionnaires ordinaires de UNS Energy et de certaines approbations réglementaires et gouvernementales, y compris l'approbation de l'Arizona Corporation Commission (« ACC ») et de la FERC, et au respect d'autres exigences législatives américaines applicables et de conditions de clôture habituelles. En janvier 2014, Fortis et UNS Energy ont déposé une demande conjointe auprès de l'ACC afin d'obtenir l'approbation de l'acquisition. La demande auprès de la FERC a été déposée en février 2014. UNS Energy a fait parvenir par la poste les documents de sollicitation de procuration à ses actionnaires et prévoit que le vote des actionnaires sur la transaction aura lieu le 26 mars 2014.

L'acquisition proposée cadre bien avec la stratégie de la Société d'investir dans des actifs de grande qualité du secteur des services publics réglementés au Canada et aux États-Unis et devrait faire augmenter le bénéfice par action ordinaire de Fortis au cours de la première année complète après la conclusion, à l'exclusion des coûts non récurrents liés à l'acquisition. À la conclusion de l'acquisition, la base tarifaire consolidée de la Société devrait augmenter de quelque 3 milliards \$ US. L'acquisition de UNS Energy atténuera davantage le risque d'entreprise pour Fortis en améliorant la diversification géographique de ses actifs réglementés puisque, par suite de l'acquisition, au plus un tiers de l'actif total sera situé dans un même territoire réglementé.

Aux fins du financement de l'acquisition, en décembre 2013, la Société a obtenu une lettre d'engagement d'un syndicat de banques dirigé par la Banque de Nouvelle-Écosse de lui fournir des facilités de crédit à terme non renouvelables d'un montant global de 2 milliards \$, constituées d'une facilité de crédit-relais à court terme au montant de 1,7 milliard \$, remboursable intégralement neuf mois après son décaissement, et d'une facilité de crédit-relais à moyen terme au montant de 300 millions \$, remboursable intégralement au deuxième anniversaire de son décaissement.

**Débetures convertibles représentées par des reçus de versement :** Pour financer une partie de l'acquisition proposée de UNS Energy, en janvier 2014, par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive directe, Fortis a conclu la vente de débetures subordonnées convertibles non garanties à 4 %, représentées par des reçus de versement, pour un montant en capital global de 1,8 milliard \$ (les « débetures »).

Le placement des débetures a consisté en un placement par prise ferme de débetures d'un montant en capital global de 1,594 milliard \$ souscrit par un syndicat de preneurs fermes (l'« appel public à l'épargne ») et la vente pour un montant en capital global de 206 millions \$ de débetures à certains investisseurs institutionnels dans le cadre d'un placement privé (conjointement avec l'appel public à l'épargne, les « placements »). L'option de surallocation liée à l'appel public à l'épargne n'a pas été exercée.

Les débetures ont été vendues au prix de 1 000 \$ l'unité, payable par versements, dont une tranche de 333 \$ a été payée à la clôture des placements et la tranche restante, soit 667 \$, est payable à la date (la « date du versement final ») devant être fixée après le respect de l'ensemble des conditions préalables à la conclusion de l'acquisition de UNS Energy. Avant la date du versement final, les débetures sont représentées par des reçus de versement. La négociation des reçus de versement à la TSX a commencé le 9 janvier 2014 sous le symbole « FTS.IR ». Les débetures ne seront pas inscrites en Bourse. Les débetures viendront à échéance le 9 janvier 2024 et portent intérêt à un taux annuel de 4 % par 1 000 \$ de montant en capital de débetures jusqu'à la date du versement final, inclusivement, après quoi le taux d'intérêt sera de 0 %.

Si la date du versement final tombe avant le premier anniversaire de la clôture des placements, les porteurs de débetures qui ont payé le versement final auront le droit de recevoir, en plus du paiement de l'intérêt couru et impayé, un montant correspondant aux intérêts qui auraient été accumulés à compter du jour suivant la date du versement final jusqu'au premier anniversaire, exclusivement, de la clôture des placements si les débetures étaient demeurées en circulation jusqu'à cette date. Par conséquent, en 2014, la Société s'attend à dépenser environ 72 millions \$ (51 millions \$ après impôts) en coûts de financement liés aux débetures.

Au gré des investisseurs et à condition que le paiement du versement final ait été effectué, chaque débenture pourra être convertie en actions ordinaires de Fortis en tout temps après la date du versement final, mais avant l'échéance ou le rachat par la Société, au prix de conversion de 30,72 \$ par action ordinaire, soit un taux de conversion de 32,5521 actions ordinaires par 1 000 \$ de montant en capital de débetures.

Fortis ne pourra racheter les débentures à son gré, sauf qu'elle les rachètera à un prix correspondant à leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé après le premier des événements suivants : i) une notification aux porteurs selon laquelle les conditions nécessaires à l'approbation de l'acquisition de UNS Energy ne seront pas respectées; ii) la résiliation de la convention d'acquisition; et iii) le 2 juillet 2015, si l'avis de versement final n'a pas été donné aux investisseurs au plus tard le 30 juin 2015. De plus, après la date du versement final, les débentures qui n'auront pas été converties pourront être rachetées par Fortis à un prix correspondant à leur montant en capital majoré de l'intérêt impayé qui s'est accumulé avant la date du versement final. Conformément aux modalités de la convention relative aux reçus de versement, Fortis a convenu du fait que, jusqu'à ce que les débentures aient été remboursées conformément aux modalités qui précèdent ou jusqu'à ce que la date du versement final soit survenue, la Société maintiendra à tout moment la disponibilité aux termes de sa facilité de crédit renouvelable confirmée d'un montant d'au moins 600 millions \$ pour couvrir le montant en capital du premier versement des débentures dans l'éventualité d'un rachat obligatoire.

À l'échéance, Fortis aura le droit de payer le montant en capital dû en actions ordinaires, qui seront évaluées à 95 % de leur cours moyen pondéré à la Bourse de Toronto pour les 20 jours consécutifs de séance se terminant cinq jours de séance avant la date d'échéance.

Le produit net provenant du premier versement dans le cadre des placements a été d'environ 563 millions \$. Une partie importante du produit net a été versée au comptant, tandis que l'autre partie a été affectée au remboursement des emprunts aux termes de la facilité de crédit renouvelable existante de la Société et à d'autres fins générales de l'entreprise. Le produit net provenant du paiement du versement final dans le cadre des placements devrait s'élever au total à environ 1,165 milliard \$.

**Acquisition de CH Energy Group :** Le 27 juin 2013, Fortis a fait l'acquisition de la totalité des actions ordinaires en circulation de CH Energy Group au prix de 65,00 \$ US par action ordinaire au comptant, pour un prix d'acquisition global d'environ 1,5 milliard \$ US, y compris la prise en charge d'une dette de 518 millions \$ US à la clôture de l'acquisition. Le prix d'acquisition net d'environ 1 019 millions \$ (972 millions \$ US) a été financé à l'aide du produit de l'émission de 18,5 millions d'actions ordinaires de Fortis effectuée par suite de la conversion de reçus de souscription au moment de la clôture de l'acquisition pour un produit d'environ 567 millions \$, déduction faite des frais après impôts, et d'un placement de billets non garantis d'un capital de 325 millions \$ US, dont le solde a été financé par des emprunts sur la facilité de crédit confirmée de 1 milliard \$ de la Société.

CH Energy Group est une société de distribution d'énergie ayant son siège social à Poughkeepsie, dans l'État de New York. Sa principale société, Central Hudson, est une entreprise de services publics réglementés de transport et de distribution d'énergie qui représente environ 93 % du total de l'actif de CH Energy Group et est soumise à la réglementation de la Public Service Commission (« PSC ») de l'État de New York en vertu d'un modèle traditionnel au coût du service. Les activités non réglementées de CH Energy Group comprennent principalement Griffith, qui fournit surtout des produits pétroliers et des services connexes à environ 60 000 clients dans la région du centre du littoral de l'Atlantique des États-Unis.

**Vente de Griffith :** En mars 2014, CH Energy Group a vendu sa filiale non réglementée, Griffith, pour environ 70 millions \$ US, en plus du fonds de roulement. Ainsi, les actifs et les passifs de Griffith ont été classés comme étant détenus en vue de la vente dans le bilan consolidé au 31 décembre 2013, et les résultats d'exploitation ont été présentés comme des activités abandonnées dans l'état des résultats consolidé.

**Impôt de la partie VI.1 :** En juin 2013, le gouvernement du Canada a apporté des changements à la loi fiscale préalablement annoncés touchant l'impôt de la partie VI.1 sur les dividendes sur actions privilégiées de la Société. D'après les PCGR des États-Unis, les impôts sur les bénéfices doivent être comptabilisés selon les lois fiscales en vigueur. En 2013, la Société a comptabilisé un recouvrement d'impôts d'environ 23 millions \$ résultant de l'application de déductions plus élevées de l'impôt de la partie VI.1. Le recouvrement d'impôts s'est répercuté sur le bénéfice de Newfoundland Power, de Maritime Electric et de la Société du fait de la répartition de l'impôt de la partie VI.1 au cours d'années d'imposition antérieures.

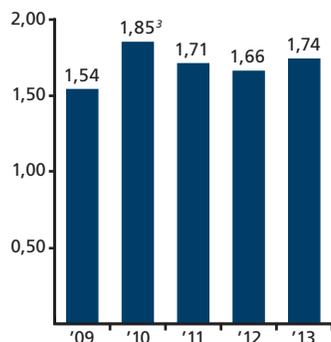
**Règlement des questions d'expropriation – Exploits River Hydro Partnership :** En mars 2013, la Société et le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador ont réglé tous les litiges, y compris la libération de toutes les obligations au titre de la dette, se rapportant à l'expropriation en décembre 2008 par le gouvernement des actifs hydroélectriques non réglementés et des droits d'usage de l'eau dans la région centrale de Terre-Neuve, alors détenus par Exploits River Hydro Partnership (« société Exploits »), dans laquelle Fortis détient une participation indirecte de 51 %. Par suite du règlement, un gain extraordinaire après impôts d'environ 20 millions \$ a été constaté en 2013.

**Acquisition des actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la ville de Kelowna :** FortisBC Electric a fait l'acquisition des actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la ville de Kelowna (la « Ville ») en mars 2013 pour environ 55 millions \$, ce qui lui permet maintenant de servir directement quelque 15 000 clients auparavant servis par la Ville. FortisBC Electric fournissait de l'électricité à la Ville selon un tarif de gros et s'occupait de l'exploitation et de la maintenance des actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la Ville en vertu d'un contrat depuis 2000.

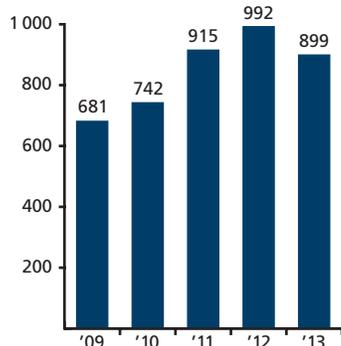
## SOMMAIRE DES FAITS SAILLANTS FINANCIERS

Pour les exercices clos les 31 décembre	2013	2012	Écart
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions \$)	353	315	38
Résultat de base par action ordinaire (\$)	1,74	1,66	0,08
Résultat dilué par action ordinaire (\$)	1,73	1,65	0,08
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	202,5	190,0	12,5
Flux de trésorerie d'exploitation (en millions \$)	899	992	(93)
Dividendes versés par action ordinaire (\$)	1,24	1,20	0,04
Ratio dividendes/bénéfice (%)	71,3	72,3	(1,0)
Rendement fondé sur la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires (%) <sup>1)</sup>	8,1	8,1	–
Total de l'actif (en milliards \$)	17,9	15,0	2,9
Dépenses en immobilisations brutes (en millions \$)	1 175	1 146	29
Placement d'actions ordinaires (en millions \$)	601	–	601
Placement d'actions privilégiées (en millions \$)	250	200	50
Placement de titres de créances à long terme (en millions \$)	657	125	532

### Résultat de base par action ordinaire (\$)²



### Flux de trésorerie d'exploitation (en millions \$)²



**Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires :** Fortis a dégagé un bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 353 millions \$ en 2013, soit 38 millions \$ de plus que le bénéfice de 315 millions \$ dégagé pour 2012. Le bénéfice pour 2013 a diminué de 34 millions \$ en raison des charges liées aux acquisitions de CH Energy Group et de UNS Energy, comparativement à des charges liées aux acquisitions de 7,5 millions \$ pour 2012. Le bénéfice pour 2013 a été avantagé par un recouvrement d'impôts de 23 millions \$, résultat de l'entrée en vigueur des déductions plus élevées de l'impôt de la partie VI.1 sur les dividendes sur actions privilégiées de la Société, comparativement aux charges d'impôts de 4 millions \$ attribuables à l'impôt de la partie VI.1 pour 2012. En outre, un gain extraordinaire d'environ 20 millions \$ a été comptabilisé en 2013 relativement au règlement des questions d'expropriation touchant la société Exploits.

En excluant les éléments susmentionnés, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'élève à 344 millions \$ pour 2013, en hausse de 17,5 millions \$ par rapport au bénéfice de 326,5 millions \$ pour 2012. Central Hudson a contribué au bénéfice à hauteur de 23 millions \$ en 2013, alors que les activités non réglementées de CH Energy Group ont entraîné une perte nette de 5 millions \$, principalement associée aux charges d'impôts reportés liées à la vente de Griffith.

Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés de gaz et d'électricité au Canada s'est accru de 1 million \$ par rapport à 2012. Pour les sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric, le bénéfice a baissé respectivement d'environ 15 millions \$ et 4 millions \$, résultat d'une décision réglementaire sur la première étape de l'instance générale sur le coût du capital, ce qui a entraîné une baisse du RCP pour chacune des entreprises de services publics et de la composante capitaux propres de la structure du capital de FEI, en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013. Cette baisse a été partiellement contrebalancée par le recul des frais financiers et la croissance de la base tarifaire par rapport aux prévisions et par les charges d'exploitation et de maintenance moins élevées des sociétés FortisBC Energy. Le bénéfice de FortisAlberta équivaut à 2 millions \$ de moins que celui de 2012 en raison d'une baisse des produits nets tirés du transport et des coûts liés aux inondations survenues dans le sud de l'Alberta en juin 2013, en partie contrebalancée par la croissance de la base tarifaire et l'augmentation du nombre de clients. Le bénéfice de Newfoundland Power et le bénéfice de Maritime Electric ont été favorablement touchés par des recouvrements d'impôts liés à l'impôt de la partie VI.1. Le bénéfice de Newfoundland Power a aussi été favorablement touché par la croissance de la base tarifaire et un gain de 1 million \$ tiré de la vente d'un terrain en 2013. Le bénéfice de FortisOntario a diminué en raison de l'incidence du rajustement de rendement cumulatif sur les investissements faits dans les compteurs intelligents en 2012.

Les entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes ont dégagé un bénéfice de 4 millions \$ plus élevé qu'en 2012. L'augmentation s'explique surtout par la capitalisation des coûts indirects de Fortis Turks and Caicos approuvée par l'organisme de réglementation.

<sup>1)</sup> Le rendement fondé sur la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires est une mesure non conforme aux PCGR des États-Unis et est défini comme le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires divisé par la moyenne des capitaux propres d'ouverture et de fermeture consolidés, compte non tenu des actions privilégiées et des participations ne donnant pas le contrôle. Le rendement fondé sur la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires est une mesure qui permet aux utilisateurs des états financiers consolidés de la Société d'évaluer les résultats d'exploitation.

<sup>2)</sup> Les états financiers pour les exercices de 2010 à 2013 ont été dressés selon les PCGR des États-Unis. Les états financiers de 2009 ont été établis selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

<sup>3)</sup> Tient compte de l'incidence favorable de 46 millions \$ sur le bénéfice liée à la constatation d'un actif réglementaire associé aux régimes d'avantages complémentaires de retraite à l'adoption des PCGR des États-Unis.

Le bénéfice des activités non réglementées de Fortis Generation a augmenté de 22 millions \$ par rapport à 2012, résultat du gain extraordinaire lié à la société Exploits et d'une hausse de la production hydroélectrique au Belize.

Les charges du secteur Siège social et autres ont grimpé de 8 millions \$ par rapport à 2012. L'augmentation des charges liées aux acquisitions a été en partie contrebalancée par un recouvrement d'impôts lié à l'impôt de la partie VI.1, la reprise de provisions d'impôts et un gain de change réalisé en 2013, en regard de la perte subie en 2012.

**Résultat de base par action ordinaire :** Le résultat de base par action ordinaire a été de 1,74 \$ en 2013 comparativement à 1,66 \$ en 2012. L'augmentation est attribuable à la hausse du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, contrebalancée en partie par l'incidence d'une augmentation de 6,6 % du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, qui s'explique surtout par l'émission de 18,5 millions d'actions ordinaires en juin 2013, par suite de la conversion des reçus de souscription à la clôture de l'acquisition de CH Energy Group.

**Flux de trésorerie d'exploitation :** Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont établis à 899 millions \$ en 2013, en baisse de 93 millions \$ par rapport à 992 millions \$ en 2012. La baisse est attribuable surtout aux variations défavorables du fonds de roulement et des comptes de report réglementaires à long terme du côté de FortisAlberta.

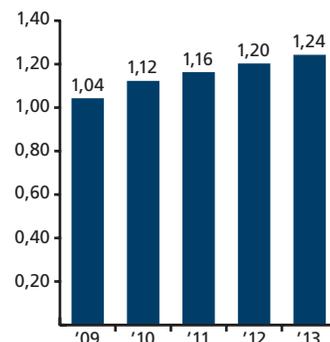
**Dividendes :** Le dividende par action ordinaire a été porté à 1,24 \$ en 2013, soit une hausse de 3,3 % par rapport à 1,20 \$ en 2012. Fortis a haussé son dividende trimestriel sur actions ordinaires, le portant de 0,31 \$ à 0,32 \$ à compter du dividende du premier trimestre payable le 1<sup>er</sup> mars 2014. Le ratio dividendes/bénéfice de la Société a été de 71,3 % en 2013 en regard de 72,3 % en 2012.

**Total de l'actif :** Le total de l'actif a augmenté de 19,3 % pour s'établir à environ 17,9 milliards \$ à la fin de 2013 comparativement à environ 15,0 milliards \$ à la fin de 2012. L'augmentation tient compte de l'acquisition, par la Société, de CH Energy Group en juin 2013 et des investissements continus dans les infrastructures énergétiques, faits dans le cadre des programmes d'investissement des entreprises de services publics dans l'Ouest canadien, et des travaux de construction de l'Expansion Waneta.

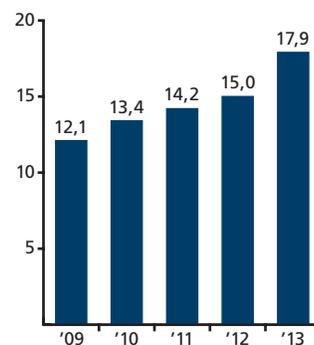
**Dépenses en immobilisations brutes :** Les dépenses en immobilisations consolidées, avant les contributions de la clientèle, se sont élevées à 1 175 millions \$ en 2013 en regard de 1 146 millions \$ en 2012. Les dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementés dans l'Ouest canadien ont totalisé 713 millions \$, soit environ 61 % du total des dépenses en immobilisations brutes. Les dépenses en immobilisations découlent de la croissance de la clientèle et de la nécessité continue d'améliorer la fiabilité et l'efficacité des réseaux de distribution d'énergie. Les travaux de construction en Colombie-Britannique de l'Expansion Waneta, de 335 MW, au coût prévu de 900 millions \$, progressent selon l'échéancier et le budget prévus et devraient être terminés au printemps 2015. Quelque 143 millions \$ ont été investis dans l'Expansion Waneta en 2013, pour un total d'environ 579 millions \$ depuis le début de la construction fin 2010. Pour en savoir plus sur le programme d'investissement consolidé de la Société, voir la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme d'investissement » du présent rapport de gestion.

**Investissements à long terme :** En juin 2013, la Société a émis 18,5 millions d'actions ordinaires par suite de la conversion des reçus de souscription à la clôture de l'acquisition de CH Energy Group, pour un produit d'environ 567 millions \$, déduction faite des frais après impôts. En juillet 2013, Fortis a émis 10 millions d'actions privilégiées rachetables de premier rang à dividende cumulatif à taux d'intérêt fixe rétabli de 4 %, série K, pour un produit brut de 250 millions \$ et a affecté une partie du produit au rachat, en juillet 2013, de la totalité des actions privilégiées de premier rang à 5,45 %, série C, de la Société au prix de 125 millions \$. En 2013, la Société a émis des titres de créance à long terme dans chacune de ses entreprises de services publics, soit FortisAlberta, Newfoundland Power, Central Hudson et Caribbean Utilities. Pour en savoir davantage, voir la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Sommaire des flux de trésorerie consolidés » du présent rapport de gestion.

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



**Actif total (en milliards \$) (aux 31 décembre)<sup>1)</sup>**



<sup>1)</sup> Les états financiers pour les exercices de 2010 à 2013 ont été dressés selon les PCGR des États-Unis. Les états financiers de 2009 ont été établis selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2013	2012	Écart
Produits d'exploitation	4 047	3 654	393
Coûts de l'approvisionnement énergétique	1 617	1 522	95
Charges d'exploitation	1 037	868	169
Amortissement	541	470	71
Autres revenus (charges), montant net	(31)	4	(35)
Frais financiers	389	366	23
Charge d'impôts sur les bénéfices	32	61	(29)
Bénéfice tiré des activités poursuivies	400	371	29
Bénéfice tiré des activités abandonnées, après impôts	–	–	–
Bénéfice avant élément extraordinaire	400	371	29
Gain extraordinaire, après impôts	20	–	20
Bénéfice net	420	371	49
Bénéfice net attribuable aux :			
Participations ne donnant pas le contrôle	10	9	1
Actionnaires privilégiés	57	47	10
Actionnaires ordinaires	353	315	38
Bénéfice net	420	371	49

### Produits d'exploitation

L'augmentation des produits est attribuable à l'acquisition de CH Energy Group, à la hausse de la composante tarifs de base pour la plupart des entreprises de services publics réglementés, à la hausse des ventes d'électricité et des volumes de gaz, et à un effet de change favorable lié à la conversion de produits libellés en dollars américains.

L'augmentation a été en partie contrebalancée par la baisse du RCP autorisé des sociétés FortisBC Energy et de FortisBC Electric, par une baisse de la composante capitaux propres de la structure du capital de FEI, au 1<sup>er</sup> janvier 2013, par suite de la décision réglementaire sur la première étape de l'instance générale sur le coût du capital en Colombie-Britannique, par la baisse des produits nets tirés du transport de FortisAlberta et par la diminution du coût du gaz naturel facturé à la clientèle des sociétés FortisBC Energy.

### Coûts de l'approvisionnement énergétique

L'augmentation des coûts de l'approvisionnement énergétique est principalement attribuable à l'acquisition de CH Energy Group et à la hausse des ventes d'électricité et des volumes de gaz, qui ont entraîné l'augmentation des achats de combustible, d'électricité et de gaz naturel. L'augmentation a été en partie contrebalancée par une baisse du coût du gaz naturel des sociétés FortisBC Energy.

### Charges d'exploitation

L'augmentation des charges d'exploitation est principalement attribuable à l'acquisition de CH Energy Group et aux hausses générales des coûts attribuables à l'inflation et des dépenses liées au personnel pour la plupart des entreprises de services publics réglementés de la Société.

### Amortissements

L'augmentation des amortissements est attribuable à l'investissement continu dans l'infrastructure énergétique par les entreprises de services publics réglementés de la Société et à l'acquisition de CH Energy Group.

### Autres revenus (charges), montant net

L'augmentation des autres charges est principalement attribuable à des charges d'environ 41 millions \$ (40 millions \$ US), ou 26 millions \$ (26 millions \$ US) après impôts, liées aux engagements pris par la Société au titre des avantages revenant aux clients et aux communautés pour clore l'acquisition de CH Energy Group et à des charges de 3 millions \$ (2 millions \$ après impôts) liées à l'acquisition proposée de UNS Energy. L'augmentation a été en partie contrebalancée par un gain de change de 6 millions \$ pour 2013, comparativement à une perte de change de 2 millions \$ pour 2012.

### Frais financiers

L'augmentation des frais financiers est principalement attribuable à l'acquisition de CH Energy Group, y compris les intérêts liés au financement de l'acquisition, et à une augmentation des niveaux de la dette à long terme pour soutenir les programmes d'investissement des entreprises de services publics. L'augmentation a été en partie contrebalancée par la hausse des intérêts capitalisés liés au financement de la construction de l'Expansion Waneta, dans laquelle Fortis a une participation de 51 % conférant le contrôle.

## Charge d'impôts sur les bénéficiés

La diminution de la charge d'impôts sur les bénéficiés est principalement attribuable à un recouvrement d'impôts de 23 millions \$, résultat de l'adoption des déductions plus élevées de l'impôt de la partie VI.1 sur les dividendes sur actions privilégiées de la Société, comparativement aux charges d'impôts sur les bénéficiés de 4 millions \$ attribuables à l'impôt de la partie VI.1 en 2012, et à la reprise de provisions d'impôts de 7 millions \$ en 2013, comparativement à 4 millions \$ en 2012. La diminution a été en partie compensée par l'acquisition de CH Energy Group, par une hausse des impôts sur les bénéficiés des sociétés FortisBC Energy et de FortisBC Electric, et par la charge d'impôts reportés liée à la vente de Griffith.

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION SECTORIELS

### Bénéfice net sectoriel attribuable aux actionnaires ordinaires

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2013	2012	Écart
<b>Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada</b>			
Sociétés FortisBC Energy	127	138	(11)
<b>Entreprise de services publics réglementés d'électricité et de gaz aux États-Unis</b>			
Central Hudson	23	–	23
<b>Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada</b>			
FortisAlberta	94	96	(2)
FortisBC Electric	50	50	–
Newfoundland Power	49	37	12
Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	26	24	2
	<b>219</b>	<b>207</b>	<b>12</b>
Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	23	19	4
Activités non réglementées – Fortis Generation	39	17	22
Activités non réglementées – autres que de services publics	18	22	(4)
Siège social et autres	(96)	(88)	(8)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>353</b>	<b>315</b>	<b>38</b>

L'analyse des résultats financiers des secteurs isolables de la Société figure ci-après. Une analyse de la nature de la réglementation et des principales décisions et demandes réglementaires se rapportant aux entreprises de services publics réglementés de la Société est présentée à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » du présent rapport de gestion.

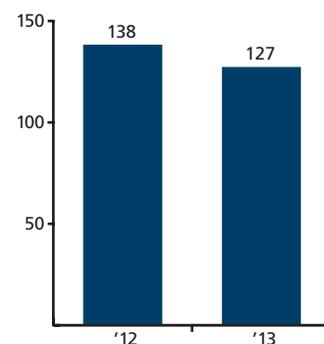
## ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS

La principale activité de la Société est la propriété et l'exploitation des entreprises de services publics réglementés. En 2013, les bénéfices des activités réglementées représentaient environ 87 % (90 % en 2012) du bénéfice que la Société a tiré de ses secteurs d'exploitation (compte non tenu des charges du secteur Siège social et autres). Le total des actifs réglementés correspondait à 90 % du total de l'actif de la Société au 31 décembre 2013 (90 % au 31 décembre 2012).

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

Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada s'est établi à 127 millions \$ en 2013 (138 millions \$ en 2012), soit environ 32 % (38 % en 2012) du bénéfice total que la Société a tiré des activités réglementées. Les actifs des entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada s'élevaient à quelque 5,5 milliards \$ au 31 décembre 2013 (5,5 milliards \$ au 31 décembre 2012), ce qui représentait environ 34 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2013 (41 % au 31 décembre 2012).

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



### Sociétés FortisBC Energy

#### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre

	2013	2012	Écart
Volumes de gaz (en pétajoules (« PJ »))	200	199	1
Produits d'exploitation (en millions \$)	1 378	1 426	(48)
Bénéfice (en millions \$)	127	138	(11)

#### Volumes de gaz

L'augmentation des volumes de gaz est attribuable à une hausse de la consommation moyenne des clients du secteur résidentiel en raison de températures plus froides pendant les mois d'hiver, en partie contrebalancée par une baisse des volumes de gaz transportés, principalement attribuable au fait que certains clients du secteur des transports ont laissé tomber le gaz naturel pour se tourner vers d'autres sources de combustible.

Au 31 décembre 2013, les sociétés FortisBC Energy servaient au total quelque 956 000 clients, soit 11 000 de plus qu'au 31 décembre 2012.

Les sociétés FortisBC Energy réalisent environ la même marge, que les contrats clients visent l'achat et la livraison de gaz naturel ou qu'ils ne visent que la livraison de gaz naturel. Du fait des mécanismes de report approuvés par l'organisme de réglementation, les variations des niveaux de consommation et du coût du gaz naturel par rapport aux prévisions utilisées pour établir les tarifs du gaz naturel facturés aux clients des secteurs résidentiel et commercial n'ont pas une incidence importante sur le bénéfice.

### Produits d'exploitation

La diminution des produits est principalement attribuable à une baisse globale du coût du gaz naturel facturé aux clients en 2013 et à une baisse du RCP autorisé et de la composante capitaux propres de la structure du capital. La diminution a été en partie compensée par une hausse de la composante livraison des tarifs facturés à la clientèle, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013.

### Bénéfice

Le bénéfice a diminué d'environ 15 millions \$ en raison de la baisse du RCP autorisé et de la composante capitaux propres de la structure du capital. À l'exception de l'incidence de la baisse du RCP autorisé et de la composante capitaux propres de la structure du capital, l'augmentation du bénéfice par rapport à l'exercice précédent est principalement attribuable à des frais financiers moins élevés que prévu, à des charges d'exploitation et de maintenance plus basses et à la croissance de la base tarifaire. L'augmentation a été en partie contrebalancée par une hausse des impôts sur les bénéfices selon le taux d'imposition effectif et une baisse des volumes de gaz transportés.

### Perspectives

Le RCP autorisé et la structure du capital définitifs pour FEVI et FEWI pour 2013 et 2014 sont tributaires des résultats de la deuxième étape de l'instance générale sur le coût en capital, qui devrait avoir lieu au premier semestre de 2014. Le processus réglementaire d'examen des demandes d'un plan tarifaire pluriannuel fondé sur le rendement, déposées par les sociétés FortisBC Energy en 2013, se poursuivra en 2014, une décision étant attendue au troisième trimestre. L'expansion de l'usine de GNL de Tilbury de FEI, au coût total estimatif d'environ 400 millions \$, a commencé en 2013 et devrait être en service en 2016.

## Entreprise de services publics réglementés de gaz et d'électricité aux États-Unis

L'entreprise de services publics réglementés de gaz et d'électricité aux États-Unis a contribué 23 millions \$ au bénéfice en 2013, à compter de la date d'acquisition de CH Energy Group en juin 2013, et son bénéfice correspondait à environ 6 % du bénéfice tiré des activités réglementées de la Société. Les actifs de l'entreprise de services publics réglementés de gaz et d'électricité aux États-Unis s'élevaient à quelque 2,3 milliards \$ au 31 décembre 2013, ce qui représentait environ 14 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2013.

### Central Hudson

#### Faits saillants financiers<sup>1</sup>

Exercice clos le 31 décembre	2013
Taux de change moyen \$ US / \$ CA <sup>2</sup>	1,04
Ventes d'électricité (en gigawattheures (« GWh »))	2 629
Volumes de gaz (PJ)	9
Produits d'exploitation (en millions \$)	335
Bénéfice (en millions \$)	23

<sup>1</sup> Les résultats financiers de Central Hudson sont à partir du 27 juin 2013, date d'acquisition. Pour plus de renseignements sur l'acquisition de Central Hudson, voir la rubrique « Éléments importants – Acquisition de CH Energy Group » du présent rapport de gestion.

<sup>2</sup> La monnaie de présentation de Central Hudson est le dollar américain.

#### Ventes d'électricité

Les ventes d'électricité pour l'exercice depuis la date d'acquisition ont été de 2 629 gigawattheures (« GWh ») comparativement à 2 665 GWh pour la période correspondante de l'exercice précédent. La baisse est surtout imputable aux températures plus froides enregistrées au troisième trimestre de 2013.

#### Volumes de gaz

Les volumes de gaz pour l'exercice depuis la date d'acquisition ont été de 9 pétajoules (« PJ ») comparativement à 12 PJ pour la période correspondante de l'exercice précédent. La baisse est principalement imputable à une diminution des volumes livrés à une centrale électrique du fait d'une baisse de ses activités et à une baisse des volumes destinés à la revente.

Une partie des ventes d'électricité et des volumes de gaz de Central Hudson est destinée à d'autres entités pour la revente. Les ventes d'électricité pour la revente n'ont pas d'incidence sur le bénéfice étant donné que tout bénéfice ou perte connexe est respectivement remboursé aux clients ou recouvré auprès de ceux-ci. Pour ce qui est des volumes de gaz destinés à la revente, 85 % de tout bénéfice ou perte connexe est respectivement remboursé aux clients ou recouvré auprès de ceux-ci.

Le caractère saisonnier a une incidence sur les produits tirés de la livraison de Central Hudson, étant donné que les ventes d'électricité sont les plus élevées pendant les mois d'été, du fait surtout de l'utilisation d'appareils de conditionnement de l'air et d'autres appareils de climatisation, et que les volumes de gaz sont les plus élevés pendant les mois d'hiver, surtout du fait de l'utilisation d'appareils de chauffage.

### Produits d'exploitation

Les produits d'exploitation pour l'exercice se sont établis à 321 millions \$ US comparativement à 318 millions \$ US pour l'exercice précédent. L'augmentation est principalement attribuable à une hausse des produits provenant de l'ajustement du coût de l'électricité et du gaz naturel, découlant d'une hausse des prix de gros au quatrième trimestre de 2013 combinée à une hausse des produits tirés des programmes d'efficacité énergétique axés sur l'électricité, contrebalancées en partie par la baisse des volumes de gaz.

### Bénéfice

Le bénéfice pour l'exercice correspond aux attentes et est comparable à celui de la période correspondante de l'exercice précédent.

### Perspectives

Le RCP autorisé et la structure du capital de Central Hudson se maintiendront aux niveaux actuels jusqu'au 30 juin 2015, conformément à l'approbation de l'organisme de réglementation obtenue à l'égard de l'acquisition en juin 2013. Au milieu de 2014, Central Hudson déposera une demande tarifaire générale, sa première en tant qu'entreprise de services publics de Fortis, pour fixer les tarifs qui seront en vigueur à compter du milieu de 2015. L'approbation réglementaire pour l'acquisition de Central Hudson comprenait un gel de deux ans du tarif de livraison, soit jusqu'au 30 juin 2015. Sur la même période de deux ans, Central Hudson s'est engagée à faire des dépenses en immobilisations de 215 millions \$ US.

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

Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada s'est établi à 219 millions \$ en 2013 (207 millions \$ en 2012), soit environ 56 % (57 % en 2012) 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 7,5 milliards \$ au 31 décembre 2013 (7,1 milliards \$ au 31 décembre 2012), ce qui représentait environ 47 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2013 (53 % au 31 décembre 2012).

### FortisAlberta

#### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012	Écart
Livraisons d'énergie (GWh)	16 934	16 799	135
Produits d'exploitation (en millions \$)	475	448	27
Bénéfice (en millions \$)	94	96	(2)

### Livraisons d'énergie

L'accroissement des livraisons d'énergie a découlé de l'augmentation du nombre de clients, annulée en partie par le ralentissement de l'activité dans le secteur pétrolier et gazier. Par rapport à l'exercice précédent, le nombre total de clients a augmenté d'environ 10 000 clients, notamment des clients du secteur résidentiel et du secteur commercial.

Puisqu'une tranche importante des produits d'exploitation tirés de la distribution pour FortisAlberta est le fait de déterminants de facturation fixes ou en grande partie fixes, la variation des quantités d'énergie livrées n'est pas en parfaite corrélation avec la variation des produits d'exploitation. Les produits d'exploitation sont fonction de nombreuses variables, dont beaucoup sont indépendantes des livraisons réelles d'énergie.

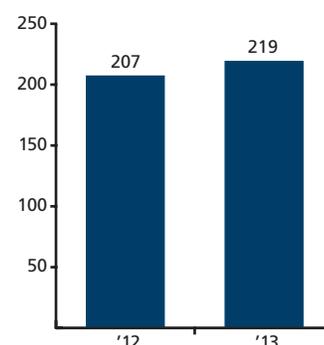
### Produits d'exploitation

L'augmentation des produits d'exploitation est principalement attribuable à une augmentation provisoire des tarifs de distribution d'électricité facturés aux clients, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013, combinée à la décision provisoire reçue en mars 2013 relativement à la demande d'attestation de conformité portant sur la TAR de FortisAlberta, à une augmentation du nombre de clients et à une hausse des produits liés aux éléments devant être transférés directement aux clients. L'augmentation des produits a été en partie annulée par les produits nets tirés du transport en 2012, qui avaient été de 8,5 millions \$. Comme l'a approuvé l'organisme de réglementation en avril 2012, FortisAlberta a assumé le risque d'écarts dans les volumes lié aux coûts du transport nets de 2012. Le report des écarts dans les volumes de transport a toutefois été rétabli en date du 1<sup>er</sup> janvier 2013 par l'organisme de réglementation. En 2013, la baisse des produits nets tirés du transport a été en partie neutralisée par la comptabilisation d'un montant d'environ 2 millions \$ associé au calcul définitif des écarts nets dans les volumes de transport pour 2012.

### Bénéfice

La diminution du bénéfice est principalement attribuable à une baisse des produits nets tirés du transport d'environ 6,5 millions \$ et à des coûts de remise en état marginaux de 1,5 million \$ liés aux inondations survenues dans le sud de l'Alberta en juin 2013. La diminution a été en partie compensée par la croissance de la base tarifaire et l'augmentation du nombre de clients. Le bénéfice lié à la croissance de la base tarifaire a toutefois été contrebalancé par la décision réglementaire provisoire qui a autorisé le recouvrement de 60 % des besoins en revenus associés aux dépenses de suivi du capital, comme sollicité dans la demande d'attestation de conformité portant sur la TAR déposée en mars 2013.

**Bénéfice des entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada**  
(en millions \$)



### Perspectives

Le RCP autorisé et la structure du capital définitifs de FortisAlberta pour 2013 et 2014 n'ont pas encore été déterminés et sont tributaires de la décision sur l'instance générale relative au coût du capital en Alberta. La décision relative à la demande de suivi du capital de FortisAlberta suscite de l'incertitude, de sorte que 60 % du montant sollicité dans la demande de suivi du capital seront retenus, comme approuvé dans la décision provisoire sur la conformité. FortisAlberta devra déposer une nouvelle demande de suivi du capital pour 2013 au début de 2014, en suivant le format prescrit par l'organisme de réglementation en décembre 2013. Une décision portant sur la demande de suivi du capital redéposée pour 2013 est attendue d'ici la fin de 2014.

### FortisBC Electric

#### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012	Écart
Ventes d'électricité (GWh)	3 211	3 143	68
Produits d'exploitation (en millions \$)	317	306	11
Bénéfice (en millions \$)	50	50	–

#### Ventes d'électricité

L'augmentation des ventes d'électricité est attribuable à une hausse de la consommation moyenne, en raison surtout des températures plus froides enregistrées au quatrième trimestre de 2013.

#### Produits d'exploitation

L'augmentation des produits est principalement attribuable à une hausse des tarifs d'électricité facturés à la clientèle, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013, aux produits associés à l'acquisition des actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la ville de Kelowna en mars 2013 et à l'augmentation des ventes d'électricité. L'augmentation a été en partie contrebalancée par les écarts des ajustements de transfert dus aux clients par rapport à l'exercice précédent, y compris l'incidence de la baisse du RCP autorisé provisoire, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2013, résultat de la première étape de l'instance générale sur le coût du capital, par une baisse des produits tirés des frais de gestion découlant d'une baisse de l'activité de tiers et par une diminution des produits tirés du raccordement aux poteaux.

#### Bénéfice

Le bénéfice a été favorablement touché par la croissance de la base tarifaire, y compris l'acquisition des actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la ville de Kelowna en mars 2013, et par des frais financiers et un amortissement moindres que prévu. L'augmentation a été contrebalancée dans une large mesure par la baisse du RCP autorisé provisoire, qui a entraîné une diminution du bénéfice d'environ 4 millions \$ pour l'exercice, par une hausse des impôts sur les bénéfices selon le taux d'imposition effectif et par une baisse des produits tirés du raccordement aux poteaux.

### Perspectives

Le calcul du RCP autorisé et de la structure du capital définitifs de FortisBC Electric pour 2013 et 2014 est tributaire de l'issue de la deuxième étape de l'instance générale relative au coût du capital, qui devrait être connue au cours du premier semestre de 2014. Le processus réglementaire d'examen de la demande de plan tarifaire pluriannuel fondé sur le rendement, déposée par FortisBC Electric en 2013, se poursuivra en 2014, une décision étant attendue au troisième trimestre de 2014.

### Newfoundland Power

#### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012	Écart
Ventes d'électricité (GWh)	5 763	5 652	111
Produits d'exploitation (en millions \$)	601	581	20
Bénéfice (en millions \$)	49	37	12

#### Ventes d'électricité

L'augmentation des ventes d'électricité est principalement attribuable à l'augmentation du nombre de clients et à la hausse de la consommation moyenne, reflet d'une plus grande utilisation du chauffage électrique par rapport au chauffage à l'huile dans les nouvelles constructions résidentielles, conjuguée à la croissance économique. Les températures plus froides enregistrées au quatrième trimestre de 2013 ont également contribué à augmenter la consommation moyenne.

#### Produits d'exploitation

L'augmentation des produits est principalement attribuable à la croissance des ventes d'électricité et à la hausse des tarifs d'électricité de base, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> juillet 2013, autorisée par la décision relative à la demande tarifaire générale pour 2013–2014 reçue en avril 2013.

#### Bénéfice

L'augmentation du bénéfice est attribuable à un recouvrement d'impôts d'environ 13 millions \$ en 2013, résultat de l'adoption des déductions plus élevées de l'impôt de la partie VI.1, contrebalancé en partie par la reprise de 2,5 millions \$ de l'impôt de la partie VI.1 frappé de prescription en 2012. À l'exception de l'incidence de l'impôt de la partie VI.1 sur les deux exercices, l'augmentation du bénéfice est principalement attribuable à la croissance de la base tarifaire et au gain de 1 million \$ tiré de la vente d'un terrain en 2013.

## Perspectives

Newfoundland Power prévoit de maintenir une stabilité en matière de réglementation. Comme l'a approuvé l'organisme de réglementation, le RCP autorisé et la composante capitaux propres de la structure du capital de la société demeureront aux niveaux actuels jusqu'à la fin de 2015.

## Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada

### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012	Écart
Ventes d'électricité (GWh)	2 405	2 381	24
Produits d'exploitation (en millions \$)	374	353	21
Bénéfice (en millions \$)	26	24	2

### Ventes d'électricité

L'augmentation des ventes d'électricité est principalement attribuable à une hausse de la consommation moyenne des consommateurs du secteur résidentiel à l'Î.-P.-É., en raison de températures plus froides et d'une augmentation du nombre de clients qui utilisent le chauffage électrique pour leur résidence. L'augmentation a été en partie contrebalancée par une baisse de la consommation moyenne des clients de l'Ontario, reflet des températures plus modérées, des mesures de conservation de l'énergie prises par les clients et de la conjoncture économique qui reste difficile dans la région.

### Produits d'exploitation

L'augmentation des produits est principalement attribuable à la croissance des ventes d'électricité à l'Î.-P.-É., à une hausse de la composante tarifs de base des tarifs facturés à la clientèle de Maritime Electric, à compter du 1<sup>er</sup> mars 2013, et au transfert dans les tarifs d'électricité facturés aux clients de FortisOntario de coûts d'approvisionnement énergétique plus élevés. L'augmentation a été en partie contrebalancée par l'incidence du rajustement de rendement cumulatif sur les investissements liés aux compteurs intelligents de FortisOntario en 2012 et par la diminution des ventes d'électricité en Ontario en 2013. Pour Maritime Electric, une hausse du rajustement du taux de rendement réglementaire en 2013 par rapport à 2012 a eu une incidence négative sur les produits par rapport à l'exercice précédent.

### Bénéfice

L'augmentation du bénéfice est attribuable à un recouvrement d'impôts d'environ 4 millions \$ pour Maritime Electric en 2013, résultat de l'adoption des déductions plus élevées de l'impôt de la partie VI.1, en partie contrebalancé par le rajustement de rendement cumulatif sur les investissements faits dans les compteurs intelligents par FortisOntario en 2012.

## Perspectives

Les autres entreprises de services publics d'électricité au Canada prévoient une stabilité continue en matière de réglementation. Comme l'a approuvé l'organisme de réglementation, le RCP autorisé et la structure du capital de Maritime Electric ont été établis pour la période de trois ans se terminant le 29 février 2016. Le RCP autorisé d'Énergie Niagara et d'Algoma Power pour 2014 demeure inchangé par rapport à celui de 2013.

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

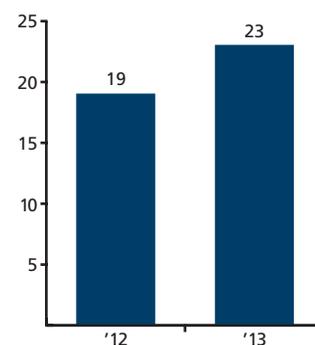
Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes s'est établi à 23 millions \$ en 2013 (19 millions \$ en 2012), soit environ 6 % (5 % en 2012) du bénéfice total que la Société a tiré des activités réglementées. Les actifs des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes s'élevaient à quelque 0,8 milliard \$ au 31 décembre 2013 (0,8 milliard \$ au 31 décembre 2012), ce qui représentait environ 5 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2013 (6 % au 31 décembre 2012).

### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012	Écart
Taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien <sup>1</sup>	1,03	1,00	0,03
Ventes d'électricité (GWh)	749	728	21
Produits d'exploitation (en millions \$)	290	273	17
Bénéfice (en millions \$)	23	19	4

<sup>1)</sup> La monnaie de présentation des états financiers de Caribbean Utilities et de Fortis Turks and Caicos est le dollar américain.

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



### Ventes d'électricité

L'augmentation des ventes d'électricité est principalement attribuable aux températures plus chaudes enregistrées sur l'île Grand Caïman, qui ont entraîné une augmentation de la charge sollicitée pour l'air conditionné, et à une augmentation du nombre de clients. La croissance des ventes d'électricité de Fortis Turks and Caicos est principalement attribuable à des ventes d'électricité de 21 GWh en 2013 pour TCU. Les ventes d'électricité en 2012 pour TCU ont été d'environ 8 GWh depuis la date d'acquisition en août 2012.

## Produits d'exploitation

L'augmentation des produits s'explique principalement par un effet de change favorable d'environ 9 millions \$ lié à la conversion de produits libellés en dollars américains, attribuable à l'appréciation du dollar américain par rapport au dollar canadien en regard de l'exercice précédent. La croissance des ventes d'électricité et la hausse de 1,8 % des tarifs de base de l'électricité facturés aux clients de Caribbean Utilities, à compter du 1<sup>er</sup> juin 2013, ont également eu une incidence positive sur les produits par rapport à l'exercice précédent.

## Bénéfice

L'augmentation du bénéfice est attribuable à la capitalisation des coûts indirects d'environ 3 millions \$ de Fortis Turks and Caicos, comme l'a autorisé le gouvernement des îles Turks et Caicos en décembre 2013. La croissance des ventes d'électricité et la hausse de 1,8 % des tarifs de base de l'électricité facturés aux clients de Caribbean Utilities ont également contribué à l'augmentation du bénéfice, en partie contrebalancée par une hausse générale de la dotation à l'amortissement.

## Perspectives

Les ventes d'électricité de Caribbean Utilities et de Fortis Turks and Caicos devraient augmenter respectivement de 2 % et de 5 % en 2014. La reprise qui fait suite à la récession mondiale continue d'être lente, les Caraïbes étant toujours aux prises avec des défis économiques. La croissance prévue des ventes d'électricité s'explique par l'achèvement de certains projets de développement locaux en 2014, principalement dans les îles Turks et Caicos. Pour plus de renseignements, voir la rubrique « Gestion des risques d'affaires – Conjoncture économique » du présent rapport de gestion.

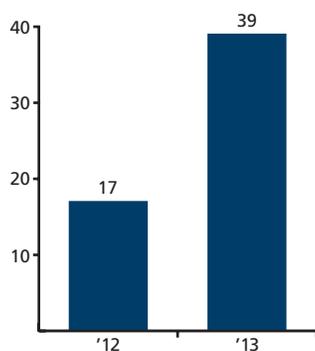
## ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES

### Activités non réglementées – Fortis Generation

#### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012	Écart
Ventes d'électricité (GWh)	386	306	80
Produits d'exploitation (en millions \$)	35	31	4
Bénéfice (en millions \$)	39	17	22

#### Bénéfice des activités non réglementées – Fortis Generation (en millions \$)



#### Ventes d'énergie

L'augmentation des ventes d'énergie est principalement attribuable à la hausse de la production au Belize, en raison des précipitations plus abondantes. La production en Ontario, en raison des précipitations plus abondantes, et dans le nord-ouest de l'État de New York, en raison de la remise en service d'une unité de production en octobre 2013, a également contribué à l'augmentation des ventes d'énergie.

#### Produits d'exploitation

L'augmentation des produits est principalement attribuable à la hausse de la production au Belize, en raison des précipitations plus abondantes.

#### Bénéfice

L'augmentation du bénéfice est attribuable surtout à un gain extraordinaire après impôts d'environ 20 millions \$ relativement au règlement des questions d'expropriation associées à la société Exploits et à la hausse de la production au Belize.

#### Perspectives

Les travaux de construction de l'Expansion Waneta non réglementée en Colombie-Britannique se poursuivront en 2014 et devraient être terminés au printemps 2015. Une fois les travaux de construction terminés, l'Expansion Waneta devrait plus que doubler le bénéfice annuel attribuable aux activités non réglementées de Fortis Generation par rapport au niveau prévu pour 2014.

## Activités non réglementées – autres que de services publics

### Faits saillants financiers<sup>1)</sup>

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2013	2012	Écart
Produits d'exploitation	248	242	6
Bénéfice	18	22	(4)

<sup>1)</sup> Les résultats financiers de Griffith sont à partir du 27 juin 2013, date d'acquisition. La monnaie de présentation de Griffith est le dollar américain. En mars 2014, CH Energy Group a vendu Griffith. Pour plus de renseignements sur la vente, voir la rubrique « Éléments importants – Vente de Griffith » du présent rapport de gestion. Ainsi, les résultats d'exploitation de Griffith sont présentés comme des activités abandonnées dans l'état des résultats consolidé et, par conséquent, les produits excluent les montants liés à Griffith. Le bénéfice, toutefois, reflète les résultats d'exploitation de Griffith.

### Produits d'exploitation

L'augmentation des produits est principalement attribuable à une amélioration du rendement de la division de l'hôtellerie de Fortis Properties, en raison surtout d'une augmentation du tarif quotidien moyen des chambres dans toutes les régions, et de la division de l'immobilier, en raison surtout du recouvrement de la taxe d'occupation commerciale auprès de certains locataires en 2013 et de la hausse du taux d'occupation. Les produits pour 2013 reflètent également une année complète d'apport du StationPark All Suite Hotel, qui a été acquis en octobre 2012.

### Bénéfice

Le bénéfice de Fortis Properties a été de 23 millions \$ pour 2013. La perte nette liée aux activités non réglementées de CH Energy Group a été d'environ 5 millions \$ pour la période depuis la date d'acquisition.

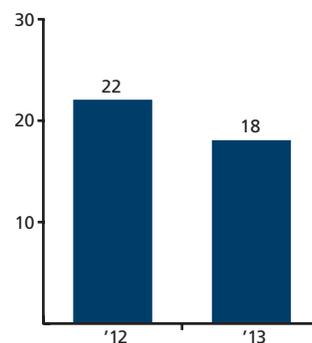
La hausse de 1 million \$ du bénéfice de Fortis Properties est principalement attribuable à l'amélioration du rendement de la division de l'hôtellerie, en partie contrebalancée par une hausse de l'amortissement imputable aux ajouts aux immobilisations et aux améliorations.

La perte nette liée aux activités non réglementées de CH Energy Group est principalement attribuable aux charges d'impôts reportés d'environ 3,5 millions \$ associées à l'arrêt de la comptabilisation de l'avantage lié à la production groupée des déclarations de revenus de CH Energy Group. Cette perte ne devrait pas se réaliser en raison de la vente de Griffith. Pour la période depuis la date d'acquisition, le bénéfice tiré des activités abandonnées de Griffith est de néant.

### Perspectives

Une croissance modeste des produits est prévue pour la division de l'hôtellerie de Fortis Properties en 2014. Pour ce même exercice, la division de l'immobilier de Fortis Properties devrait produire des résultats stables en raison de l'achèvement des travaux de construction d'un nouvel immeuble de bureaux de 12 étages dans le centre-ville de St. John's, prévu au milieu de 2014. Pour en savoir plus sur l'incidence de la conjoncture économique sur les activités de Fortis Properties, se reporter à la rubrique « Gestion des risques d'affaires – Conjoncture économique » du présent rapport de gestion.

Bénéfice des activités autres que de services publics non réglementés (en millions \$)



## Siège social et autres

### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2013	2012	Écart
Produits d'exploitation	26	24	2
Charges d'exploitation	13	14	(1)
Amortissement	2	2	–
Autres revenus (charges), montant net	(45)	(9)	(36)
Frais financiers	48	47	1
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	(43)	(7)	(36)
	(39)	(41)	2
Dividendes sur actions privilégiées	57	47	10
<b>Charges nettes du secteur Siège social et autres</b>	<b>(96)</b>	<b>(88)</b>	<b>(8)</b>

Les charges nettes du secteur Siège social et autres ont été grandement touchées par les éléments suivants :

- i) d'autres charges d'environ 41 millions \$ (40 millions \$ US), ou 26 millions \$ (26 millions \$ US) après impôts, relatives aux engagements pris par la Société au titre des avantages revenant aux clients et aux communautés au moment de la conclusion de l'acquisition de CH Energy Group, comptabilisées en 2013;
- ii) d'autres charges de 9 millions \$ (6 millions \$ après impôts) en 2013 liées à l'acquisition de CH Energy Group, comparativement à d'autres charges d'environ 9 millions \$ (7,5 millions \$ après impôts) en 2012;
- iii) d'autres charges de 3 millions \$ (2 millions \$ après impôts) en 2013 liées à l'acquisition proposée de UNS Energy;
- iv) un gain de change de 6 millions \$ en 2013, comparativement à une perte de change de 2 millions \$ en 2012, associé à l'autre actif à long terme libellé en dollars américains de la Société représentant la valeur comptable de l'investissement exproprié de la Société dans Belize Electricity;
- v) un recouvrement d'impôts de 6 millions \$ en 2013, résultat de l'adoption des déductions plus élevées de l'impôt de la partie VI.1, comparativement à une charge d'impôts de 6 millions \$ en 2012 associée à l'impôt de la partie VI.1;
- vi) une reprise de provisions d'impôts d'environ 7 millions \$ en 2013, comparativement à 4 millions \$ en 2012.

À l'exception des éléments susmentionnés, les charges nettes du secteur Siège social et autres se sont établies à 81 millions \$ pour 2013, comparativement à environ 77 millions \$ pour 2012. L'augmentation est principalement attribuable à la hausse du dividende sur actions privilégiées et à une hausse des frais financiers, en partie contrebalancées par une hausse du recouvrement d'impôts et une baisse des charges d'exploitation. La hausse du dividende sur actions privilégiées est attribuable à : i) l'émission des actions privilégiées de premier rang, série J, en novembre 2012; ii) l'émission des actions privilégiées de premier rang, série K, en juillet 2013; et iii) des coûts d'environ 2 millions \$ associés au rachat d'actions privilégiées de premier rang, série C, en juillet 2013. La hausse a été en partie contrebalancée par une baisse du dividende sur actions privilégiées imputable au rachat des actions privilégiées de premier rang, série C, en juillet 2013, et par une baisse du taux de dividende annuel fixe pour les actions privilégiées de premier rang, série G, à compter de septembre 2013. L'augmentation des frais financiers liés à l'acquisition de CH Energy Group a été en partie contrebalancée par la hausse des intérêts capitalisés associés au financement de la construction de l'Expansion Waneta.

### Perspectives

Fortis se concentre sur la conclusion de l'acquisition de UNS Energy d'ici la fin de 2014. La Société s'attend à dépenser environ 72 millions \$ (51 millions \$ après impôts) en coûts de financement liés aux débetures émises en janvier 2014 pour financer une portion de l'acquisition proposée. En 2014, les charges du secteur Siège social et autres seront également touchées par les autres frais liés à l'acquisition proposée, qui pourraient être élevés. Pour plus de renseignements, voir les rubriques « Éléments importants – Acquisition proposée de UNS Energy » et « Éléments importants – Débetures convertibles représentées par des reçus de versement » du présent rapport de gestion.

## 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 chacune des entreprises de services publics réglementés de gaz et d'électricité de la Société.

### Nature de la réglementation

Entreprises de services publics réglementés	Organisme de réglementation	Capitaux propres attribuables aux actions ordinaires autorisés (%)	Rendements autorisés (%)			Caractéristiques de soutien Année témoin future ou historique utilisée pour établir les tarifs facturés à la clientèle
			2011	2012	2013	
<b>RCP</b>						
FEI	BCUC	38,5 <sup>1</sup>	9,50	9,50	8,75	Coût du service/RCP FEI : Avant le 1 <sup>er</sup> janvier 2010, partage à parts égales du bénéfice supérieur ou inférieur au RCP autorisé en vertu d'un mécanisme de TAR qui a pris fin le 31 décembre 2009, mais qui est éliminé progressivement sur deux ans.
FEVI	BCUC	40 <sup>2</sup>	10,00	10,00	9,25 <sup>2</sup>	RCP établis par la BCUC – Les RCP de 2013 pour FEVI et FEWI sont à l'étude.
FEWI	BCUC	40 <sup>2</sup>	10,00	10,00	9,25 <sup>2</sup>	Année témoin future
FortisBC Electric	BCUC	40 <sup>2</sup>	9,90	9,90	9,15 <sup>2</sup>	Coût du service/RCP Mécanisme de TAR 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 – Le RCP de 2013 est à l'étude.
Central Hudson	PSC	48 <sup>3</sup>	10,00	10,00	10,00 <sup>3</sup>	Coût du service/RCP Mécanisme de partage des bénéfices à partir du 1 <sup>er</sup> juillet 2013 : partage à parts égales du bénéfice excédant le RCP autorisé jusqu'à un maximum de 50 points de base au-dessus du RCP autorisé; et partage à 10 %/90 % du bénéfice au-delà de 50 points de base au-dessus du RCP autorisé RCP établi par la PSC
FortisAlberta	Alberta Utilities Commission (« AUC »)	41 <sup>4</sup>	8,75	8,75	8,75 <sup>4</sup>	Année témoin future Coût du service/RCP Mécanisme de TAR de 2013 à 2017 grâce à un compte de suivi du capital et à d'autres caractéristiques de soutien RCP établi par l'AUC – Le RCP de 2013 est à l'étude.
Newfoundland Power	Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities (« PUB »)	45	8,38 +/- 50 points de base	8,80 +/- 50 points de base	8,80 +/- 50 points de base	Coût du service/RCP Le RCP autorisé a été fixé selon une formule d'ajustement automatique fondée sur le rendement des obligations à long terme du Canada pour 2011. RCP établi par le PUB pour 2012 à 2015.
Maritime Electric	Island Regulatory and Appeals Commission	40	9,75	9,75	9,75	Année témoin future Coût du service/RCP
FortisOntario	Ontario Energy Board (« OEB »)					
	Énergie Niagara	40	8,01	8,01	8,93 <sup>5</sup>	Énergie Niagara – coût du service/RCP
	Algoma Power	40	9,85	9,85	9,85 <sup>5</sup>	Algoma Power – coût du service/RCP et programme de protection des tarifs dans les zones rurales et éloignées (« PTRE »)
	Contrat de concession Cornwall Electric					Cornwall Electric – prix plafond avec transfert du coût d'achat Énergie Niagara – 2009, année témoin pour 2011 et 2012; 2013, année témoin pour 2013 Algoma Power – 2011, année témoin pour 2011, 2012 et 2013
Caribbean Utilities	Electricity Regulatory Authority (« ERA »)	s. o.	<b>RAB</b>			
			7,75 – 9,75	7,25 – 9,25	6,50 – 8,50	Coût du service/RAB Mécanisme d'ajustement des plafonds tarifaires en fonction des indices des prix à la consommation publiés La société peut demander d'imposer un tarif additionnel spécial à la clientèle dans l'éventualité d'une catastrophe, y compris un ouragan.
Fortis Turks and Caicos	Les entreprises de services publics déposent des documents annuels auprès du gouvernement des îles Turks et Caicos.	s. o.	17,50 <sup>6</sup>	17,50 <sup>6</sup>	17,50 <sup>6</sup>	Année témoin historique 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, les entreprises de services publics peuvent demander une augmentation des tarifs facturés à la clientèle pour l'année suivante.

<sup>1)</sup> En vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2013. Pour 2011 et 2012, la composante capitaux propres autorisée de la structure du capital était de 40 %.

<sup>2)</sup> Les structures du capital et les RCP autorisés pour 2013 sont provisoires et peuvent changer en fonction de l'issue de la deuxième étape de l'instance sur le coût du capital. Les RCP autorisés pour 2013 reflètent le RCP autorisé témoin de 8,75 % de FEI, comme l'a établi la BCUC, et les primes de risque associées à chacune de ces entreprises de services publics.

<sup>3)</sup> En vigueur jusqu'au 30 juin 2015.

<sup>4)</sup> La structure du capital et le RCP autorisé pour 2013 sont provisoires et peuvent changer en fonction de l'issue de l'instance sur le coût du capital.

<sup>5)</sup> D'après la formule d'ajustement automatique du RCP, le RCP autorisé pour les entreprises de services publics réglementés d'électricité en Ontario est de 8,93 % pour 2013. Ce RCP ne s'applique aux entreprises de services publics réglementés d'électricité qu'à compter de la date de dépôt de leurs demandes complètes de tarifs fondés sur le coût du service. Par conséquent, le RCP autorisé de 8,93 % ne s'applique pas à Algoma Power en 2013.

<sup>6)</sup> Chiffre autorisé dans les licences pour ce qui est de FortisTCl. Le chiffre autorisé dans les licences pour TCU est de 15 %. Le RAB atteint par les entreprises de services publics a été beaucoup moins élevé que celui qui était autorisé en vertu des licences du fait de l'incapacité, en raison de facteurs économiques et politiques, d'augmenter les tarifs d'électricité de base facturés aux clients associés aux investissements importants dans les infrastructures effectués dans les dernières années.

## Principales décisions et demandes réglementaires

### Services publics réglementés

Description sommaire	
<b>FEI/FEVI/FEWI</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2013, comme l'a approuvé la BCUC dans sa décision rendue en avril 2012 sur la demande relative aux besoins en revenus pour 2012–2013 des sociétés FortisBC Energy, les tarifs de livraison aux clients ont augmenté de 8,7 % pour FEI et de 5,5 % pour FEWI. Les hausses tarifaires étaient imputables aux investissements continus dans l'infrastructure énergétique et à l'augmentation prévue des charges d'exploitation. Les tarifs de livraison aux clients de FEVI sont demeurés inchangés.</li> <li>• L'audience publique de la première étape d'une instance générale sur le coût du capital visant à établir le RCP autorisé et la structure du capital appropriée pour FEI, l'entreprise de services publics à faible risque désignée comme entité de référence en Colombie-Britannique, a eu lieu en décembre 2012. En mai 2013, la BCUC a rendu sa décision sur la première étape de l'instance sur le coût du capital. Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2013, la décision établit le RCP de l'entreprise de services publics de référence à 8,75 %, comparativement à 9,50 % pour 2012, et une composante capitaux propres de la structure du capital à 38,5 %, comparativement à 40 % pour 2012. La composante capitaux propres de la structure du capital sera en vigueur jusqu'au 31 décembre 2015. La BCUC a aussi instauré, du 1<sup>er</sup> janvier 2014 au 31 décembre 2015, un mécanisme d'ajustement automatique (« MAA ») qui établira annuellement le RCP autorisé pour l'entreprise de services publics de référence. Le MAA prendra effet lorsque le rendement des obligations du gouvernement du Canada à long terme dépassera 3,8 %. En janvier 2014, la BCUC a confirmé que les conditions nécessaires à l'application du MAA du RCP autorisé pour 2014 n'ont pas été remplies. Par conséquent, le RCP autorisé de référence demeure à 8,75 % pour 2014. Le RCP autorisé et la structure du capital respectifs de FEVI, FEWI et FortisBC Electric seront établis pendant la deuxième étape de l'instance générale sur le coût du capital. Par suite de la décision de la BCUC sur la première étape de l'instance sur le coût du capital, qui a réduit de 75 points de base le RCP autorisé de l'entreprise de services publics de référence, le RCP autorisé provisoire respectif de FEVI, FEWI et FortisBC Electric a été ramené respectivement à 9,25 %, 9,25 % et 9,15 % en date du 1<sup>er</sup> janvier 2013, alors que les composantes capitaux propres réputées de leur structure du capital respective sont restées les mêmes. Les niveaux autorisés des RCP et des composantes capitaux propres de la structure du capital de FEVI, FEWI et FortisBC Electric pourraient de nouveau être modifiés à l'issue de la deuxième étape de l'instance sur le coût du capital. En mars 2013, la BCUC a entrepris la deuxième étape de l'instance générale sur le coût du capital. En juillet 2013, les sociétés ont déposé des preuves relatives à la prime de risque et au ratio des capitaux propres. L'étape de présentation de la preuve étant terminée, une décision est attendue au cours du premier semestre de 2014.</li> <li>• En juin 2013, FEI a déposé auprès de la BCUC une demande de plan tarifaire pluriannuel fondé sur le rendement pour les années 2014 à 2018. Conformément à la mise à jour probante déposée en septembre 2013, la demande repose sur une hypothèse de base tarifaire de mi-exercice pour 2014 d'environ 2 789 millions \$ pour FEI. La demande sollicitait aussi l'approbation d'une hausse d'environ 1,4 % du tarif de livraison pour 2014, établi selon une méthode fondée sur une formule quant aux coûts d'exploitation et aux coûts en capital, ainsi que le maintien de cette méthode tarifaire pour quatre années supplémentaires. En date du 1<sup>er</sup> janvier 2014, la BCUC a approuvé une augmentation provisoire remboursable de 1,4 % du tarif de livraison. Le processus réglementaire d'examen de la demande se poursuivra en 2014, une décision étant attendue au troisième trimestre de 2014.</li> <li>• En avril 2012, les sociétés FortisBC Energy ont déposé une demande auprès de la BCUC pour obtenir les approbations nécessaires afin de procéder au regroupement des trois entreprises de services publics et appliquer des tarifs communs à l'échelle des territoires de service de l'entité regroupée pour 2014. En février 2014, la BCUC a décidé que le regroupement des sociétés FortisBC Energy ira de l'avant.</li> <li>• En septembre 2013, FEVI a déposé une demande relative aux besoins en revenus et aux tarifs pour 2014, proposant de conserver les tarifs de 2014 aux niveaux actuels. Le processus d'examen est en cours et une décision est attendue au cours du premier trimestre de 2014. En octobre 2013, FEWI a aussi déposé une demande relative aux besoins en revenus et aux tarifs pour 2014, proposant de conserver les tarifs de 2014 aux niveaux actuels, qui a été approuvée en décembre 2013.</li> <li>• En novembre 2013, le gouvernement de la Colombie-Britannique a signé un décret (« instructions spéciales ») énonçant un certain nombre d'exigences pour la BCUC, soit : i) permettre à FEI de fournir des services de ravitaillement en GNC et en GNL dans le cadre de ses services de gaz naturel; ii) exempter l'expansion de l'usine de GNL à Tilbury de FEI du processus visant l'obtention d'un certificat d'utilité publique; et iii) autoriser les ventes et les services de distribution de GNL permanents pour FEI au taux énoncé dans les instructions spéciales.</li> <li>• En août 2011, FEI a reçu une décision de la BCUC à l'égard de l'utilisation des fonds du programme d'efficacité et de conservation énergétiques à titre d'incitatifs pour les véhicules fonctionnant au GNL. FEI a offert l'accès à ces fonds pour encourager les clients importants à acheter des véhicules fonctionnant au GNL plutôt que des véhicules alimentés au diesel. Il a été déterminé dans la décision qu'il n'était pas approprié d'utiliser les fonds du programme d'efficacité et de conservation énergétiques à ces fins, et la BCUC a demandé à FEI de fournir des données additionnelles afin de lui permettre d'examiner le caractère judicieux des incitatifs d'efficacité et de conservation énergétiques à une date ultérieure. Une demande a été déposée auprès de la BCUC sollicitant l'examen du caractère judicieux des incitatifs d'efficacité et de conservation énergétiques, et une décision a été rendue en avril 2013 dans laquelle la BCUC a établi que les incitatifs d'efficacité et de conservation énergétiques pour les véhicules fonctionnant au GNL étaient engagés de manière prudente et pouvaient être recouverts dans les tarifs facturés à la clientèle dans le cadre du financement incitatif conformément au règlement sur les réductions des gaz à effet de serre (<i>Greenhouse Gas Reductions (Clean Energy) Regulation</i> ou « GGRR ») en vertu de la loi intitulée <i>Clean Energy Act</i>, financement annoncé en mai 2012.</li> <li>• En février 2012, la BCUC a approuvé la demande modifiée de FEI d'un tarif général pour la fourniture de services de ravitaillement en GNC et en GNL destinés aux véhicules de transport. FEI a reçu, pour les quatre projets de ravitaillement, des taux approuvés, certains permanents et certains provisoires. En outre, FEI et FEVI ont reçu l'approbation de la BCUC permettant d'entrer dans le calcul des tarifs les dépenses qui seront engagées pour se conformer au GGRR. FEI a également reçu l'approbation pour l'une des deux stations de ravitaillement conformes au GGRR pour lesquelles elle avait fait une demande et est en attente d'une décision pour la deuxième station de ravitaillement. FEVI a reçu l'approbation pour sa première station de ravitaillement conforme au GGRR.</li> <li>• FAES a reçu l'approbation de la BCUC pour les dépenses en immobilisations liées à trois projets d'énergie thermique : PCI Marine Gateway, TELUS Garden et Kelowna District Energy System.</li> </ul>
<b>FortisBC Electric</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Voir la rubrique « FEI/FEVI/FEWI » du présent tableau « Principales décisions et demandes réglementaires » pour plus de renseignements sur la deuxième étape de l'instance générale sur le coût du capital, en ce qui concerne FortisBC Electric.</li> <li>• Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2013, comme la BCUC l'a approuvé dans sa décision rendue en août 2012 à l'égard des besoins en revenus de FortisBC Electric pour 2012–2013, les tarifs d'électricité facturés à la clientèle ont augmenté de 4,2 %. La hausse tarifaire était imputable aux investissements continus dans l'infrastructure énergétique, y compris l'accroissement des coûts de financement de ces investissements, et à la hausse des coûts d'achat d'électricité.</li> </ul>

## Principales décisions et demandes réglementaires (suite)

### Services publics réglementés

Description sommaire	
<b>FortisBC Electric (suite)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En juillet 2013, la BCUC a approuvé le projet d'infrastructure de compteurs évolués (« ICÉ ») de FortisBC Electric pour un coût total d'environ 51 millions \$. En décembre 2013, la BCUC a approuvé la demande sur une option de retrait des compteurs évolués de la société, qui propose que les frais supplémentaires qu'engendre ce retrait des compteurs évolués soient imputés à ceux qui en font la demande.</li> <li>En mars 2013, la BCUC a approuvé l'acquisition par FortisBC Electric des actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la ville de Kelowna qui tenait compte d'un montant d'environ 38 millions \$ du prix d'acquisition de 55 millions \$ à inclure dans la base tarifaire de FortisBC Electric, ce qui a donné lieu à la comptabilisation d'un écart d'acquisition d'environ 14 millions \$ et d'un actif d'impôts reportés de 3 millions \$. L'acquisition s'est conclue en mars 2013.</li> <li>En juillet 2013, FortisBC Electric a déposé auprès de la BCUC une demande de plan tarifaire pluriannuel fondé sur le rendement pour les années 2014 à 2018. Conformément à la mise à jour probante déposée en octobre 2013, la demande repose sur une hypothèse de base tarifaire de mi-exercice pour 2014 d'environ 1 192 millions \$. La demande sollicitait aussi l'approbation d'une hausse du tarif de base facturé aux clients pour 2014 d'environ 3,3 %, établi selon une méthode fondée sur une formule quant aux coûts d'exploitation et aux coûts en capital, ainsi que le maintien de cette méthode tarifaire pour quatre années supplémentaires. En date du 1<sup>er</sup> janvier 2014, la BCUC a approuvé une augmentation provisoire remboursable de 3,3 % du tarif de base. Le processus réglementaire d'examen de la demande se poursuivra en 2014, une décision étant attendue au troisième trimestre de 2014.</li> </ul>
<b>Central Hudson</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En juin 2013, la PSC a approuvé l'acquisition de Central Hudson par Fortis. Afin d'obtenir cette approbation réglementaire, Fortis s'est engagée à apporter aux clients et aux communautés servis par Central Hudson des avantages financiers d'environ 50 millions \$ US. Ces avantages différentiels comprennent : i) 35 millions \$ US pour couvrir les dépenses qui seraient normalement récupérées dans les tarifs facturés à la clientèle; ii) des économies garanties pour les clients dépassant les 9 millions \$ US pour une période de cinq ans, par l'élimination des coûts normaux pour CH Energy Group du fait d'être une société ouverte; et iii) l'établissement d'un fonds d'avantages pour les communautés de 5 millions \$ US devant servir au financement de programmes destinés aux clients à faible revenu ou de programmes de développement économique offerts aux communautés et aux résidents de la région médiane de la vallée de l'Hudson. En outre, un gel du tarif de livraison a été mis en place pour les clients des services de distribution d'électricité et de gaz naturel jusqu'au 30 juin 2015. Sur la même période de deux ans, Central Hudson s'est engagée à faire des dépenses en immobilisations de 215 millions \$ US.</li> </ul>
<b>FortisAlberta</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En date du 1<sup>er</sup> janvier 2013, l'AUC a prescrit l'obligation pour les entreprises de services publics de distribution de l'Alberta, y compris FortisAlberta, de se convertir à un cadre de TAR pour une durée de cinq ans. En vertu du cadre de TAR, une formule d'estimation de l'inflation pour l'année qui tient compte d'hypothèses d'améliorations de la productivité sert à établir les tarifs de distribution facturés aux clients annuellement. Le cadre de TAR comprend également des mécanismes pour le recouvrement ou le règlement d'éléments devant être transférés directement aux clients et le recouvrement de coûts liés aux dépenses en immobilisations qui ne sont pas recouverts au moyen du facteur d'inflation de la formule. L'AUC a également approuvé : i) un facteur Z permettant de faire une demande de recouvrement de coûts liés à des événements imprévus importants; ii) un mécanisme permettant de faire une demande de réouverture et d'examen du plan de réglementation relatif à la TAR afin de traiter des problèmes précis relatifs à sa conception ou à son fonctionnement; et iii) un mécanisme de report en avant de l'efficacité du RCP donnant lieu à un incitatif selon lequel l'entreprise de services publics pourrait continuer de bénéficier des gains d'efficacité réalisés pendant la durée de la TAR, et ce, pendant deux années après l'expiration de la TAR. Toutefois, la formule de TAR soulève certaines préoccupations et de l'incertitude pour FortisAlberta concernant le traitement de certaines dépenses en immobilisations. Bien que la décision sur la réglementation relative à la TAR procure un mécanisme de suivi du capital pour le recouvrement des coûts liés à certaines dépenses en immobilisations, FortisAlberta a demandé d'autres éclaircissements sur ce mécanisme dans une demande d'attestation de conformité et une demande de révision et de modification, toutes deux déposées en novembre 2012, et a demandé l'autorisation d'appeler de la décision devant la Cour d'appel de l'Alberta. En décembre 2012, FortisAlberta a déposé pour 2013 une demande de suivi du capital pour des catégories particulières de dépenses en immobilisations.</li> <li>En mars 2013, l'AUC a rendu une décision rejetant la demande de révision et de modification. FortisAlberta a déposé une demande d'autorisation d'appel du rejet pour des motifs similaires à la demande d'autorisation d'appel de la décision sur la réglementation relative à la TAR. Les deux appels ont été ajournés jusqu'à ce que les questions soient réexaminées dans le cadre des instances liées à la TAR en cours.</li> <li>En mars 2013, l'AUC a rendu une décision provisoire concernant les demandes de conformité déposées par les entreprises de services de distribution en Alberta. La décision provisoire a approuvé un facteur inflation-productivité combiné de 1,71 %, certains ajustements aux tarifs initiaux de la société, y compris les montants reportés et une valeur équivalente à 60 % du montant de suivi du capital appliqué pour 2013. Pour FortisAlberta, l'AUC a approuvé un montant d'environ 14,5 millions \$ sur les 24 millions \$ de revenus demandés dans sa demande de suivi du capital pour 2013. La décision a entraîné une augmentation provisoire des tarifs de distribution de FortisAlberta d'environ 4 % en date du 1<sup>er</sup> janvier 2013, le recouvrement auprès des clients commençant le 1<sup>er</sup> avril 2013. Une décision définitive sur la demande d'attestation de conformité a été reçue en juillet 2013, enjoignant à la société de continuer à utiliser les taux provisoires jusqu'à ce que la valeur de suivi du capital soit établie définitivement.</li> <li>En décembre 2013, l'AUC a rendu une décision sur le suivi du capital, qui oblige certaines entreprises de services publics de l'Alberta, dont FortisAlberta, à déposer de nouveau leur demande de suivi du capital pour 2013 d'ici mai 2014 au moyen d'un format prescrit. Cette décision clarifie les critères devant être respectés afin qu'un projet soit inclus dans le suivi du capital, comme énoncé dans la première décision sur la réglementation relative à la TAR : i) le projet ne doit pas faire partie du cours normal des affaires de la société; ii) habituellement, le projet doit viser le remplacement d'immobilisations de services publics existants ou le lancement du projet doit être exigé par un tiers; et iii) le projet doit avoir une incidence importante sur les finances de la société. FortisAlberta évalue toujours sa conformité avec l'approche prescrite par l'AUC. Entre-temps, l'AUC a enjoint à la société de garder une valeur équivalente à 60 % du montant de suivi du capital faisant l'objet de la demande, comme approuvé dans la décision provisoire sur la conformité. Une décision portant sur la demande de suivi du capital redéposée pour 2013 est attendue d'ici la fin de 2014. La décision sur le suivi du capital enjoint également aux entreprises de services publics de l'Alberta de déposer une demande de suivi du capital combinée pour 2014 et 2015 d'ici mars 2014. Généralement, les demandes de suivi du capital seront déposées chaque année au mois de mars pour les projets prévus pour l'année suivante. Toutefois, étant donné qu'une décision portant sur la demande de suivi du capital pour 2013 était en suspens en 2013, l'AUC a accordé un délai pour le dépôt de la demande de suivi du capital pour 2014.</li> </ul>

## Principales décisions et demandes réglementaires (suite)

Services publics réglementés	Description sommaire
FortisAlberta (suite)	<ul style="list-style-type: none"> <li>En septembre 2013, FortisAlberta a déposé sa demande tarifaire annuelle pour 2014. Les tarifs et les avenants, dont il est proposé qu'ils soient provisoirement en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2014, comprennent une augmentation de 5,36 % de la composante distribution des tarifs facturés aux clients. Cette augmentation tient compte d'un facteur inflation-productivité combiné de 1,59 %, une valeur de suivi du capital de 60 % appliquée aux prévisions de dépenses en immobilisations pour 2014, et un remboursement net des soldes de transferts. En décembre 2013, la demande a été approuvée, de manière provisoire, telle qu'elle avait été déposée. Les taux pour 2014 demeureront provisoires jusqu'à ce qu'une décision définitive soit rendue sur les suivis du capital.</li> <li>En octobre 2012, l'AUC a amorcé une instance générale sur le coût du capital pour 2013 afin d'établir le RCP définitif autorisé pour 2013 et déterminer la pertinence de revenir à un MAA du RCP fondé sur une formule. En novembre 2012, l'instance générale sur le coût du capital pour 2013 a été suspendue en attendant le règlement d'autres questions réglementaires. En avril 2013, l'AUC a repris l'instance générale sur le coût du capital pour 2013 visant à établir le RCP autorisé et la structure du capital autorisée pour les entreprises de services de distribution en Alberta pour 2013, ainsi que le RCP autorisé pour 2014. Aux termes de cette instance, l'AUC peut songer à rétablir une approche fondée sur une formule pour déterminer un RCP annuel après 2014. Une audience est prévue au deuxième trimestre de 2014.</li> <li>En novembre 2013, l'AUC a rendu sa décision concernant l'instance sur la cession d'actifs de services publics. La décision confirme qu'aucune modification aux règles, pratiques et règlements existants relatifs au recouvrement des coûts liés aux actifs de services publics dans le cours normal des affaires n'est nécessaire. Toutefois, la décision indique que les entreprises de services publics de l'Alberta seront responsables des gains et pertes liés à la mise hors service extraordinaire d'actifs de services publics, bien que la manière dont l'AUC établira des exigences quant à ces responsabilités reste incertaine. La décision mentionne qu'un examen plus poussé des charges liées aux installations propres aux clients sera effectué et qu'un examen de la base tarifaire de chaque entreprise de services publics, dans le cadre de sa prochaine demande relative aux besoins en revenus, sera nécessaire pour confirmer que tous les actifs continuent d'être utilisés dans la prestation de services publics par l'entreprise. FortisAlberta est d'avis que la décision sur la cession d'actifs de services publics n'offre pas une certitude suffisante pour conclure que l'AUC a correctement interprété et appliqué les droits de la société de recouvrer les frais et les charges engagés prudemment dans ses investissements d'entreprise de services publics d'électricité. Par conséquent, FortisAlberta, comme l'ont fait d'autres entreprises de services publics de l'Alberta, a déposé une demande d'autorisation d'appel de la décision sur la cession d'actifs de services publics auprès de la Cour d'appel de l'Alberta.</li> <li>En janvier 2013, FortisAlberta a déposé la phase II de la demande tarifaire relative à la distribution, qui propose des tarifs par catégories de clients selon une étude de répartition des coûts et qui contient une demande afin que les tarifs de distribution provisoires par catégories de clients pour 2012 soient déclarés définitifs pour 2012 et 2013, sous réserve d'autres ajustements qui pourraient découler de la décision sur la réglementation relative à la TAR et des décisions relatives aux instances en cours liées à la TAR. En janvier 2014, la phase II de la demande tarifaire relative à la distribution de la société a été approuvée par l'AUC, essentiellement telle qu'elle avait été déposée.</li> </ul>
Newfoundland Power	<ul style="list-style-type: none"> <li>En avril 2013, le PUB a rendu sa décision relative à la demande tarifaire générale de Newfoundland Power pour 2013–2014 en vue d'établir le coût du capital de la société aux fins d'établissement des tarifs. Dans sa décision, le PUB a ordonné que le RCP autorisé et la composante capitaux propres de la structure du capital demeurent respectivement à 8,8 % et 45 % pour la période de 2013 à 2015, inclusivement. La demande tarifaire générale pour 2013–2014 prévoyait également certaines variations des produits et des coûts, de même que l'amortissement de certains actifs et passifs réglementaires et la création d'un report des coûts liés à la conservation et à la gestion de la demande. La décision a entraîné une hausse des tarifs d'électricité facturés aux clients, à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2013, d'une moyenne générale d'environ 4,8 %, et le report de coûts d'environ 4 millions \$ engagés en 2013, mais non recouverts auprès des clients, attribuables au moment de la perception des tarifs facturés aux clients. L'application du MAA, qui, dans le passé, ajustait le RCP autorisé de la société annuellement, a été suspendue jusqu'à la prochaine demande tarifaire générale, que Newfoundland Power doit déposer d'ici le 1<sup>er</sup> juin 2015 pour établir les tarifs d'électricité facturés aux clients pour 2016.</li> <li>En date du 1<sup>er</sup> juillet 2013, le PUB a approuvé une baisse globale moyenne d'environ 3,1 % des taux d'électricité facturés aux clients de Newfoundland Power afin de refléter l'incidence combinée de l'application du compte de stabilisation tarifaire (« CST ») de Newfoundland Power et la décision sur la demande tarifaire générale dont il a été fait mention ci-dessus. Grâce à l'application annuelle du plan de stabilisation tarifaire de Newfoundland Hydro, les variations du coût du combustible utilisé pour produire l'électricité que Newfoundland Hydro vend à Newfoundland Power sont prises en compte et transférées aux clients par application du compte de stabilisation tarifaire de Newfoundland Power. Les tarifs d'électricité facturés à la clientèle devraient diminuer d'environ 7,9 % à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2013 en raison d'une baisse des coûts prévus du pétrole qui sera utilisé pour produire de l'électricité pour Newfoundland Hydro. Le CST tient compte également des écarts dans certains coûts de Newfoundland Power, comme les coûts des régimes de retraite et de l'approvisionnement énergétique. La baisse prévue des tarifs facturés à la clientèle dont il est fait mention ci-dessus n'a pas eu d'incidence sur le bénéfice de Newfoundland Power en 2013.</li> </ul>
Maritime Electric	<ul style="list-style-type: none"> <li>La loi <i>Electric Power (Energy Accord Continuation) Amendment Act</i> (« Accord Continuation Act »), qui a été promulguée en décembre 2012, établit les données, les taux et autres modalités pour le maintien de l'entente sur l'énergie avec le gouvernement de l'Î.-P.-É. (« l'entente ») pour une période additionnelle de trois ans, allant du 1<sup>er</sup> mars 2013 au 29 février 2016. En vertu de l'Accord Continuation Act, Maritime Electric a reçu, en mars 2013, un produit d'environ 47 millions \$ du gouvernement de l'Î.-P.-É. au moment de la prise en charge par ce dernier de l'actif réglementaire de 47 millions \$ de Maritime Electric se rapportant à certains coûts différentiels reportés pour acheter de l'énergie de remplacement au cours de la remise en état de la centrale nucléaire Point Lepreau (« centrale Point Lepreau ») de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (« Énergie NB »). Au cours de la période de trois ans mentionnée ci-dessus, l'augmentation des coûts de l'électricité pour les clients résidentiels types a été établie à 2,2 % annuellement en date du 1<sup>er</sup> mars, et le RCP autorisé de Maritime Electric a été plafonné à 9,75 % pour chaque année. Les hausses des tarifs qui en résultent sont essentiellement attribuables au coût du service accru et à la perception auprès des clients par Maritime Electric, qui agit comme agent pour le compte du gouvernement de l'Î.-P.-É., des coûts liés à la centrale Point Lepreau pris en charge par le gouvernement de l'Î.-P.-É. Maritime Electric a utilisé le produit pour rembourser des emprunts à court terme, payer un dividende spécial à Fortis pour maintenir la structure du capital de l'entreprise de services publics et financer son programme d'investissement.</li> </ul>
FortisOntario	<ul style="list-style-type: none"> <li>En date du 1<sup>er</sup> janvier 2013, les tarifs facturés aux clients résidentiels de Fort Erie, Gananoque et Port Colborne ont augmenté en moyenne respectivement de 6,8 %, 5,9 % et 7,4 %. Les hausses tarifaires résultent de la décision de la CEO relative à la demande à l'égard du coût du service pour 2013 de FortisOntario s'appuyant sur 2013 comme année témoin future, ainsi que du recouvrement des coûts des compteurs intelligents et des actifs sous-utilisés liés aux compteurs traditionnels, et reflètent un RCP autorisé de 8,93 %.</li> </ul>

## Principales décisions et demandes réglementaires (suite)

### Services publics réglementés

FortisOntario (suite)	Description sommaire
	<ul style="list-style-type: none"> <li>En mars 2013, la CEO a rendu sa décision sur la demande de mécanisme tarifaire incitatif de troisième génération faite par Algoma Power pour les tarifs de distribution d'électricité facturés à la clientèle et le recouvrement des coûts des compteurs intelligents, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2013, ce qui a donné lieu à une augmentation globale des tarifs de distribution des clients résidentiels et commerciaux de 3,75 %. Les tarifs de distribution des clients du secteur résidentiel et du secteur commercial sont ajustés pour tenir compte de la hausse moyenne des tarifs facturés aux clients à partir de toutes les modifications tarifaires des autres sociétés de distribution apportées en Ontario dans l'année de tarification la plus récente. L'écart entre le recouvrement du coût du service dans les tarifs de distribution des clients du secteur résidentiel et du secteur commercial et les besoins en revenus est compensé par la capitalisation dans le cadre du programme de PTRE. Les coûts des compteurs intelligents attribués aux clients du secteur résidentiel seront aussi recouverts dans le cadre du programme de PTRE comme l'a ordonné la CEO. La capitalisation du programme de PTRE pour 2013 totalisait environ 12 millions \$.</li> <li>En août 2013, Énergie Niagara et Algoma Power ont déposé auprès de la CEO des demandes d'approbation de tarifs de distribution d'électricité facturés aux clients, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2014, fondés sur le mécanisme tarifaire incitatif de quatrième génération. Aux termes du mécanisme tarifaire incitatif de quatrième génération, qui entrera en vigueur en Ontario le 1<sup>er</sup> janvier 2014 ou après cette date, pour les années exclues du nouveau calcul, les tarifs de distribution d'électricité facturés à la clientèle sont établis au moyen de facteurs inflationnistes, moins un facteur de productivité.</li> <li>En janvier 2014, la CEO a rendu sa décision et ordonnance pour Énergie Niagara conformément au mécanisme tarifaire incitatif de quatrième génération, qui s'est traduite par un indice de prix incitatif de 1,25 %, en date du 1<sup>er</sup> janvier 2014.</li> <li>En février 2014, la CEO a rendu sa décision et ordonnance pour Algoma Power conformément au mécanisme tarifaire incitatif de quatrième génération, qui s'est traduite par un indice de prix incitatif de 1,4 %, en date du 1<sup>er</sup> janvier 2014, qui a été mis en place le 1<sup>er</sup> mars 2014.</li> </ul>
Caribbean Utilities	<ul style="list-style-type: none"> <li>En décembre 2013, l'ERA a approuvé le plan d'investissement de Caribbean Utilities pour 2014–2018, qui représente des dépenses en immobilisations de 143 millions \$ US dans des installations autres que de production. Les investissements dans les installations de production additionnelles sont soumis à l'approbation de l'ERA par voie d'un processus d'appels d'offres concurrentiels.</li> <li>Caribbean Utilities a déposé un certificat de nécessité auprès de l'ERA en octobre 2013 visant à obtenir la capacité de production requise après la mise au rancart prévue de certaines unités de production de la société à compter de 2014. Le certificat de nécessité mentionnait une capacité de production requise de 36 MW, qui serait opérationnelle au cours du premier semestre de 2016. En novembre 2013, l'ERA a lancé une invitation d'énoncés de qualités à des soumissionnaires potentiels. En janvier 2014, l'ERA a présenté une liste des soumissionnaires qualifiés et a publié une demande de propositions.</li> <li>Le 1<sup>er</sup> juin 2013, suivant l'examen et l'approbation par l'ERA, les tarifs de base de l'électricité facturés à la clientèle de Caribbean Utilities ont augmenté de 1,8 % en raison de variations survenues dans les indices des prix à la consommation applicables et compte tenu du RAB ciblé permis de la société servant à rajuster les tarifs pour 2013.</li> </ul>
Fortis Turks and Caicos	<ul style="list-style-type: none"> <li>En mars 2013, les entreprises de services publics de Fortis Turks and Caicos ont procédé à leur dépôt réglementaire annuel pour 2012, qui décrit le rendement pour 2012. Le dépôt comprenait, conformément aux licences des entreprises de services publics, les calculs de la base tarifaire de 195 millions \$ US pour 2012 et d'un manque à gagner cumulatif sur le bénéfice autorisé de 105 millions \$ US au 31 décembre 2012.</li> <li>En décembre 2013, le gouvernement des îles Turks et Caicos a approuvé la demande de FortisTCI de pouvoir capitaliser les coûts indirects qui ne sont pas directement imputables à des immobilisations de services publics précises, mais qui sont liés au programme d'investissement global de la société. Par conséquent, FortisTCI a capitalisé des coûts indirects d'environ 3 millions \$ en 2013, ce qui représente 14 % des coûts indirects engagés depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2013.</li> </ul>

## SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Le tableau qui suit présente les principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés entre le 31 décembre 2013 et le 31 décembre 2012.

### Principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés entre le 31 décembre 2013 et le 31 décembre 2012

Compte du bilan	Hausse attribuable à l'acquisition de CH Energy Group (en millions \$)	Autre augmentation/ (diminution) (en millions \$)	Explication des autres augmentations/(diminutions)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	19	(101)	La diminution est principalement attribuable à une baisse des fonds en caisse de FortisAlberta et des sociétés FortisBC Energy.
Débiteurs	104	41	L'augmentation est principalement attribuable à la hausse de la composante tarifs de base pour la plupart des entreprises de services publics réglementés et à la hausse des ventes d'électricité et des volumes de gaz.
Actifs réglementaires à court et à long terme	227	(105)	La diminution est surtout attribuable : i) à une diminution des reports des avantages sociaux futurs en raison d'une baisse des passifs des régimes de retraite à prestations déterminées et du régime d'avantages complémentaires de retraite (« ACR »); ii) au produit d'environ 47 millions \$ reçu du gouvernement de l'Î.-P.-É. en mars 2013 au moment de sa prise en charge du report des coûts de l'énergie de remplacement de Maritime Electric associée à la centrale Point Lepreau; et iii) au report de la variation de la juste valeur des dérivés sur gaz naturel pour les sociétés FortisBC Energy. La diminution a été partiellement contrebalancée par une hausse des impôts reportés réglementaires et le report de divers autres coûts, comme le permettent les organismes de réglementation, notamment pour les sociétés FortisBC Energy et FortisAlberta.

## Principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés entre le 31 décembre 2013 et le 31 décembre 2012 (suite)

Compte du bilan	Hausse attribuable à l'acquisition de CH Energy Group (en millions \$)	Autre augmentation/ (diminution) (en millions \$)	Explication des autres augmentations/(diminutions)
Actifs détenus en vue de la vente	112	–	Les actifs détenus en vue de la vente se rapportent à la vente de Griffith en mars 2014.
Immobilisations de services publics	1 311	684	L'augmentation est principalement liée : i) aux dépenses en immobilisations de services publics; ii) à l'effet de change de la conversion des immobilisations de services publics libellées en dollars américains; et iii) à l'acquisition par FortisBC Electric des actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la ville de Kelowna. Les augmentations ci-dessus ont été contrebalancées en partie par l'amortissement et les apports de la clientèle au cours de l'exercice 2013.
Écart d'acquisition	483	24	L'augmentation est liée à l'écart d'acquisition de 14 millions \$ associé à l'acquisition par FortisBC Electric des actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la ville de Kelowna et à l'effet de change de la conversion de l'écart d'acquisition libellé en dollars américains.
Créditeurs et autres passifs à court terme	84	(93)	La diminution est principalement attribuable : i) à la baisse des créditeurs liés aux projets de transport et au calendrier des paiements à l'Alberta Electric System Operator (« AESO ») des coûts de transport pour FortisAlberta; ii) à la variation de la juste valeur des dérivés sur gaz naturel pour les sociétés FortisBC Energy; et iii) le renversement de passifs d'impôts de la partie VI.1. La diminution a été partiellement contrebalancée par l'augmentation des coûts du gaz et du combustible à payer, et la hausse des coûts d'achat d'électricité en raison de l'augmentation des ventes d'électricité et des volumes de gaz.
Passifs réglementaires à court et à long terme	231	58	L'augmentation est principalement attribuable au compte de report des charges de l'AESO pour FortisAlberta et à l'augmentation de la provision pour coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, surtout pour FortisAlberta et les sociétés FortisBC Energy.
Dette à long terme (y compris la tranche à court terme)	550	754	L'augmentation découle : i) de l'émission de titres de créance à long terme, notamment de 325 millions \$ US par la Société, de 150 millions \$ par FortisAlberta, de 70 millions \$ par Newfoundland Power et de 50 millions \$ US par Caribbean Utilities; ii) d'une hausse des emprunts sur la facilité de crédit confirmée, principalement par la Société, afin de financer une partie de l'acquisition de CH Energy Group, et par FortisBC Electric afin de financer une partie de l'acquisition des actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la ville de Kelowna; et iii) de l'effet de change de la conversion de la dette libellée en dollars américains. L'augmentation a été en partie contrebalancée par des remboursements réguliers sur la dette.
Passifs associés aux actifs détenus en vue de la vente	32	–	Les passifs associés aux actifs détenus en vue de la vente se rapportent à la vente de Griffith en mars 2014.
Passifs d'impôts reportés à court et à long terme	294	80	L'augmentation découle des écarts fiscaux temporaires liés principalement aux dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementés.
Autres passifs	106	(117)	La diminution est principalement attribuable à une diminution des passifs des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR, due surtout à la hausse des taux d'actualisation au 31 décembre 2013, et à une augmentation des actifs des régimes.
Capitaux propres attribuables aux actionnaires (compte non tenu des participations ne donnant pas le contrôle)	–	901	L'augmentation est essentiellement liée : i) à la conversion des reçus de souscription en actions ordinaires en juin 2013 pour un produit net après impôts de 567 millions \$, afin de financer une partie de l'acquisition de CH Energy Group; ii) à l'émission d'actions privilégiées de premier rang, série K, en juillet 2013, pour un produit net après impôts de 244 millions \$; iii) au bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour 2013, diminué des dividendes déclarés sur les actions ordinaires; et iv) à l'émission d'actions ordinaires en vertu du régime de réinvestissement des dividendes de la Société. Les augmentations ci-dessus ont été en partie neutralisées par le rachat des actions privilégiées de premier rang, série C, en juillet 2013, pour 125 millions \$.
Participations ne donnant pas le contrôle	–	65	L'augmentation est attribuable aux avances provenant de la participation ne donnant pas le contrôle de 49 % dans la société Waneta.

## SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

### Sommaire des flux de trésorerie consolidés

Le tableau qui suit présente les sources et les affectations des flux de trésorerie de la Société en 2013 par rapport à 2012, et est suivi d'une analyse de la nature des écarts dans les flux de trésorerie.

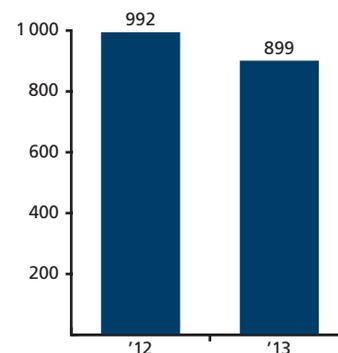
#### Sommaire des flux de trésorerie consolidés

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2013	2012	Écart
<b>Trésorerie au début de l'exercice</b>	<b>154</b>	87	67
<b>Flux de trésorerie liés aux :</b>			
Activités d'exploitation	899	992	(93)
Activités d'investissement	(2 164)	(1 096)	(1 068)
Activités de financement	1 186	171	1 015
Trésorerie des activités abandonnées	(3)	–	(3)
<b>Trésorerie à la fin de l'exercice</b>	<b>72</b>	154	(82)

Flux de trésorerie d'exploitation (en millions \$)



**Activités d'exploitation :** Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation en 2013 ont enregistré une baisse de 93 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice 2012. La baisse est attribuable surtout aux variations défavorables du fonds de roulement et des comptes de report réglementaires à long terme du côté de FortisAlberta. La baisse a été en partie annulée par la hausse des bénéfiques et le recouvrement auprès des clients des hausses approuvées par les organismes de réglementation des taux d'amortissement, et par les variations du fonds de roulement du côté de Maritime Electric.

**Activités d'investissement :** Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement en 2013 ont augmenté de 1 068 millions \$ en regard de ceux de l'exercice 2012. L'augmentation est surtout attribuable à l'acquisition de CH Energy Group en juin 2013 pour un prix d'acquisition net au comptant de 1 019 millions \$ et à l'acquisition par FortisBC Electric des actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la ville de Kelowna en mars 2013 pour environ 55 millions \$. La hausse des dépenses en immobilisations est surtout attribuable aux investissements de Central Hudson, en partie contrebalancés par une baisse des investissements faits dans la centrale non réglementée Expansion Waneta. L'augmentation a été neutralisée en partie par le produit au comptant reçu en règlement des questions d'expropriation associées à la société Exploits.

**Activités de financement :** Les flux de trésorerie provenant des activités de financement en 2013 ont augmenté de 1 015 millions \$ en regard de ceux de l'exercice 2012, du fait surtout du financement lié à l'acquisition de CH Energy Group. L'augmentation s'explique surtout par la hausse du produit tiré de l'émission d'actions ordinaires, de titres de créance à long terme et d'actions privilégiées et par les emprunts faits sur les facilités de crédit confirmées. L'augmentation a été en partie neutralisée par le rachat d'actions privilégiées en juillet 2013, par l'augmentation des remboursements sur la dette à long terme et par une baisse des avances reçues des participations ne donnant pas le contrôle.

Le produit des émissions de titres de créance à long terme, déduction faite des frais d'émission, les remboursements sur la dette à long terme, les obligations liées aux contrats de location-acquisition et les obligations financières, et les emprunts (remboursements) nets sur les facilités de crédit confirmées pour 2013 et 2012 sont résumés dans les tableaux qui suivent.

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

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2013	2012	Écart
Central Hudson	49 <sup>1</sup>	–	49
FortisAlberta	149 <sup>2</sup>	124 <sup>3</sup>	25
Newfoundland Power	69 <sup>4</sup>	–	69
Caribbean Utilities	51 <sup>5</sup>	–	51
Siège social	335 <sup>6</sup>	–	335
<b>Total</b>	<b>653</b>	124	529

<sup>1</sup> En novembre 2013, émission de billets non garantis à 2,45 %, 5 ans, d'un capital de 30 millions \$ US et, en décembre 2013, émission de billets non garantis à 4,09 %, 15 ans, d'un capital de 17 millions \$ US. Le produit net a servi au remboursement de la dette à long terme et aux fins générales de la Société.

<sup>2</sup> En septembre 2013, émission de débetures non garanties à 4,85 %, 30 ans, d'un capital de 150 millions \$. Le produit net a servi au remboursement des emprunts sur la facilité de crédit, au financement des dépenses en immobilisations et aux fins générales de la Société.

<sup>3</sup> En octobre 2012, émission de débetures non garanties à 3,98 %, 40 ans, d'un capital de 125 millions \$. Le produit net a servi au remboursement des emprunts sur la facilité de crédit, au financement des dépenses en immobilisations et aux fins générales de la Société.

<sup>4</sup> En novembre 2013, émission d'obligations hypothécaires de premier rang à fonds d'amortissement à 4,805 %, 30 ans, d'un capital de 70 millions \$. Le produit net a servi au remboursement des emprunts sur les facilités de crédit, qui ont été effectués pour financer des dépenses en immobilisations, et aux fins générales de la Société.

<sup>5</sup> En mai 2013, émission de billets non garantis à 3,34 %, 15 ans, d'un capital de 10 millions \$ US, et de billets non garantis à 3,54 %, 20 ans, d'un capital de 40 millions \$ US. Le produit net a servi au remboursement d'emprunts à court terme et au financement des dépenses en immobilisations.

<sup>6</sup> En octobre 2013, émission de billets non garantis à 3,84 %, 10 ans, d'un capital de 285 millions \$ US, et de billets non garantis à 5,08 %, 30 ans, d'un capital de 40 millions \$ US. Le produit net a servi au remboursement d'une partie des emprunts en dollars américains effectués sur la facilité de crédit aux fins du financement initial d'une partie de l'acquisition de CH Energy Group.

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

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2013	2012	Écart
Sociétés FortisBC Energy	(28)	(20)	(8)
Central Hudson	(50)	–	(50)
FortisBC Electric	(1)	(16)	15
Newfoundland Power	(5)	(5)	–
Caribbean Utilities	(20)	(16)	(4)
Fortis Properties	(65)	(28)	(37)
Autres	(4)	(3)	(1)
<b>Total</b>	<b>(173)</b>	<b>(88)</b>	<b>(85)</b>

### Emprunts (remboursements) nets sur les facilités de crédit confirmées

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2013	2012	Écart
FortisAlberta	20	(29)	49
FortisBC Electric	44	26	18
Newfoundland Power	(42)	22	(64)
Siège social	162	52	110
<b>Total</b>	<b>184</b>	<b>71</b>	<b>113</b>

Les emprunts effectués par les entreprises de services publics sur les facilités de crédit sont principalement destinés à leurs programmes d'investissement respectifs 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. De temps à autre, le produit tiré 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. Les emprunts faits en 2013 sur la facilité de crédit confirmée de la Société ont servi à financer une partie du prix d'acquisition de CH Energy Group, à soutenir la construction de la centrale Expansion Waneta et à financer l'injection de capitaux propres dans FortisAlberta afin de soutenir les investissements de celle-ci dans son infrastructure énergétique.

Des avances d'environ 59 millions \$ et d'environ 93 millions \$ ont été reçues respectivement en 2013 et 2012 des participations ne donnant pas le contrôle dans la société Waneta pour le financement des dépenses en immobilisations relatives à l'Expansion Waneta. En janvier 2012, deux bandes des Premières Nations ont versé des avances d'environ 12 millions \$ représentant leur investissement en capitaux propres de 15 % dans l'installation de stockage de GNL sur l'île de Vancouver.

Le produit de l'émission d'actions ordinaires s'est élevé à 596 millions \$ pour 2013 par rapport à 24 millions \$ pour 2012. L'augmentation s'explique essentiellement par l'émission de 18,5 millions d'actions ordinaires en juin 2013, par suite de la conversion des reçus de souscription à la clôture de l'acquisition de CH Energy Group, pour un produit d'environ 567 millions \$, déduction faite des frais après impôts. L'augmentation reflète en outre la hausse du nombre d'actions ordinaires émises en vertu du régime de réinvestissement des dividendes et du régime d'achat d'actions des employés de la Société.

En juillet 2013, Fortis a émis 10 millions d'actions privilégiées de premier rang, série K, pour un produit brut de 250 millions \$. Le produit net a servi à racheter la totalité des actions privilégiées de premier rang, série C, de la Société en juillet 2013 au prix de 125 millions \$, à rembourser une partie des emprunts sur la facilité de crédit et aux autres fins générales de la Société.

En novembre 2012, Fortis a conclu un placement dans le public de 8 millions d'actions privilégiées de premier rang, série J d'un capital de 200 millions \$. Le produit net a été employé pour rembourser les emprunts sur la facilité de crédit confirmée de la Société, emprunts qui ont servi surtout au financement de la construction de la centrale Expansion Waneta, et aux autres fins générales de la Société.

Les dividendes versés sur les actions ordinaires en 2013 se sont établis à 181 millions \$, déduction faite des dividendes réinvestis de 70 millions \$, comparativement à 170 millions \$, déduction faite des dividendes réinvestis de 58 millions \$, versés en 2012. L'augmentation des dividendes versés est attribuable à la hausse du dividende annuel versé par action ordinaire et à un accroissement du nombre d'actions ordinaires en circulation. Le dividende versé par action ordinaire a été de 1,24 \$ en 2013, contre 1,20 \$ en 2012. En 2013, le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation a été de 202,5 millions et en 2012, de 190,0 millions.

## Obligations contractuelles

Le tableau qui suit présente, au 31 décembre 2013, les obligations contractuelles consolidées de la Société conclues avec des tiers externes pour les cinq prochains exercices et par la suite.

### Obligations contractuelles

Au 31 décembre 2013 (en millions \$)	Total	À moins de 1 an	De 1 an à 2 ans	De 2 à 3 ans	De 3 à 4 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Dettes à long terme	<b>7 204</b>	780	103	360	79	344	5 538
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme	<b>7 298</b>	402	363	348	322	317	5 546
Prêt gouvernemental <sup>1</sup>	<b>15</b>	–	10	5	–	–	–
Obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières <sup>2</sup>	<b>2 369</b>	46	46	47	48	76	2 106
Obligations liées aux contrats d'achat de gaz <sup>3</sup>	<b>444</b>	312	66	18	16	11	21
Obligations d'achat d'électricité							
Central Hudson <sup>4</sup>	<b>40</b>	10	6	6	6	3	9
FortisBC Electric <sup>5</sup>	<b>30</b>	13	9	5	3	–	–
FortisOntario <sup>6</sup>	<b>309</b>	48	50	51	52	53	55
Maritime Electric <sup>7</sup>	<b>102</b>	40	40	8	1	1	12
Coût en capital <sup>8</sup>	<b>542</b>	21	19	21	19	21	441
Obligations liées aux contrats de location-exploitation <sup>9</sup>	<b>30</b>	6	5	5	5	5	4
Billet de la société Waneta <sup>10</sup>	<b>72</b>	–	–	–	–	–	72
Ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés <sup>11</sup>	<b>53</b>	3	3	3	3	2	39
Cotisations de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées <sup>12</sup>	<b>77</b>	42	20	12	–	–	3
Obligations au titre du régime d'unités d'actions liées au rendement (« UAR ») <sup>13</sup>	<b>8</b>	2	2	4	–	–	–
Autres <sup>14</sup>	<b>7</b>	3	–	–	–	–	4
<b>Total</b>	<b>18 600</b>	1 728	742	893	554	833	13 850

<sup>1</sup> Au cours des exercices antérieurs, FEVI a bénéficié de prêts sans intérêt du gouvernement du Canada et du gouvernement de la Colombie-Britannique, respectivement de 50 millions \$ et 25 millions \$, pour la construction et l'exploitation du pipeline de gaz naturel de l'île de Vancouver. Comme 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. 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 en capitaux propres augmenteront selon la structure du capital approuvée de FEVI. Au 31 décembre 2013, une tranche de 10 millions \$ des prêts gouvernementaux à payer est incluse dans la tranche à moins de un an de la dette à long terme.

<sup>2</sup> Comprend les remboursements de capital, les intérêts implicites et les frais accessoires principalement liés au contrat d'achat d'électricité Brilliant et au poste de transformation Brilliant de FortisBC Electric.

<sup>3</sup> Les obligations liées aux contrats d'achat de gaz se rapportent à divers contrats d'achat de gaz des sociétés FortisBC Energy et Central Hudson. Pour les sociétés FortisBC Energy, les obligations comprennent les paiements bruts au comptant liés aux dérivés sur gaz naturel et sont basées sur les prix du marché, lesquels varient en fonction des indices des prix du gaz naturel et reflètent les prix des indices qui étaient en vigueur au 31 décembre 2013. Pour Central Hudson, les obligations sont basées sur les tarifs, les taux négociés et les prix du marché au 31 décembre 2013.

<sup>4</sup> Central Hudson doit acquérir une capacité suffisante pour répondre aux besoins en charge de pointe de ses clients à services complets. L'exigence de capacité est assurée par des contrats conclus avec des fournisseurs de capacité, des achats sur le marché de capacité du New York Independent System Operator (« NYISO ») ainsi que par la propre capacité de production de la société.

En novembre 2013, Central Hudson a conclu un contrat visant l'achat de 200 MW de capacité installée du 1<sup>er</sup> mai 2014 au 30 avril 2017. Le NYISO a reçu une approbation de la FERC en vertu de laquelle il peut créer une nouvelle zone de capacité dans la Lower Hudson Valley pour maintenir la fiabilité du système et attirer des investissements visant une nouvelle production ou la production existante, cette zone devant être mise en œuvre en mai 2014. En vertu des modalités principales du contrat, Central Hudson paiera le prix adjugé aux enchères du marché de capacité au comptant du NYISO pour le mois de livraison correspondant diminué de 0,175 \$ US le kilowatt-mois, multiplié par la quantité contractuelle du produit livré au cours du mois. En raison des incertitudes relatives à la mise en œuvre par le NYISO de la nouvelle zone de capacité et des prix futurs de la capacité, les montants se rattachant à ce contrat ne peuvent être raisonnablement établis ou estimés à l'heure actuelle et ne sont donc pas inclus dans le tableau des obligations contractuelles ci-dessus.

<sup>5)</sup> Les obligations d'achat d'électricité de FortisBC Electric comprennent un CAE conclu avec BC Hydro, un contrat d'achat de capacité conclu avec Powerex Corp. (« Powerex ») et un contrat d'achat de capacité et d'énergie conclu avec Brilliant Expansion Power Corporation (« Brilliant Corporation »).

En mai 2013, FortisBC Electric a conclu un nouveau CAE avec BC Hydro pour l'achat annuel de capacité pouvant atteindre 200 MW et de l'énergie associée pouvant atteindre 1 752 GWh sur une durée de 20 ans à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2013. Le nouveau CAE comprend les mêmes paramètres de base que le CAE conclu avec BC Hydro qui a expiré le 30 septembre 2013. En mai 2013, BC Hydro a soumis un exemplaire signé du CAE à la BCUC et l'approbation de cet organisme de réglementation est à venir. Au cours de la période transitoire précédant l'approbation du nouveau CAE par la BCUC, FortisBC Electric et BC Hydro ont convenu de poursuivre leurs affaires en vertu des modalités du CAE conclu avec BC Hydro qui a expiré. Le recouvrement à même les tarifs facturés aux clients des coûts d'achat d'électricité a été approuvé pour la période transitoire. Les coûts d'achat d'électricité en vertu du nouveau CAE devraient être recouverts dans les tarifs facturés aux clients. Les montants liés au nouveau CAE n'ont pas été inclus dans le tableau des obligations contractuelles ci-dessus, en attendant l'examen et l'approbation de la BCUC.

En 2010, FortisBC Electric a conclu un contrat d'achat de capacité auprès de Powerex, filiale en propriété exclusive de BC Hydro, pour des achats de capacité hivernale à prix fixe jusqu'en février 2016. En vertu du contrat, si FortisBC Electric a accès à de nouvelles ressources, comme des projets d'immobilisations ou des projets contractuels, avant l'expiration du contrat, FortisBC Electric pourra mettre un terme au contrat en tout temps après le 1<sup>er</sup> juillet 2013, sous réserve d'un préavis écrit d'au moins trois mois à Powerex. La capacité achetée aux termes du contrat n'est pas liée à une centrale en particulier.

En novembre 2012, FortisBC Electric a conclu un contrat d'achat de capacité et d'énergie, allant de janvier 2013 à décembre 2017, avec CPC agissant pour le compte de Brilliant Corporation. La capacité et l'énergie achetées en vertu de ce contrat ne visent pas une partie importante de la production d'une centrale particulière. Le contrat a été accepté par la BCUC en décembre 2012.

En novembre 2011, FortisBC Electric a signé l'entente sur la capacité de l'Expansion Waneta. L'entente permet à FortisBC Electric d'acheter de la capacité sur une période de 40 ans dès que l'Expansion Waneta sera terminée, soit au printemps 2015 selon le calendrier. En mai 2012, la BCUC a accepté le dépôt de l'entente en tant que contrat d'approvisionnement en énergie par la BCUC. Les montants relatifs à l'entente sur la capacité de l'Expansion Waneta n'ont pas été inclus dans le tableau des obligations contractuelles, puisqu'ils doivent être payés par FortisBC Electric à une partie liée et qu'une telle opération entre parties liées serait éliminée à la consolidation avec Fortis.

Au cours de 2013, FortisBC Electric a conclu divers contrats pour des achats hivernaux d'énergie et de capacité à prix fixe jusqu'en 2015. Les achats en vertu de ces contrats ne visent pas une centrale particulière.

<sup>6)</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 pour la fourniture d'énergie 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>7)</sup> Maritime Electric détient deux contrats d'achat ferme d'énergie ou de capacité. En 2010, la société a conclu un nouveau contrat d'achat ferme de cinq ans avec Énergie NB couvrant la période du 1<sup>er</sup> mars 2011 au 29 février 2016. Le contrat comprend une tarification fixe pour toute la durée du contrat de cinq ans. L'autre contrat d'achat ferme, qui vise à permettre à Maritime Electric de réserver 30 MW de capacité de transport vers les États-Unis sur une nouvelle ligne internationale de transport d'électricité, viendra à échéance en novembre 2032.

<sup>8)</sup> Maritime Electric a droit à environ 4,7 % de la production de la centrale Point Lepreau pendant la durée de vie de celle-ci. En contrepartie de sa participation, Maritime Electric doit payer sa part du coût en capital et des frais d'exploitation de la centrale. Des travaux majeurs de remise en état de la centrale Point Lepreau entamés en 2008 ont été achevés et la centrale a été remise en service en novembre 2012. Les travaux de remise en état devraient prolonger la durée de vie estimative de la centrale d'environ 27 ans.

<sup>9)</sup> Les obligations liées aux contrats de location-exploitation portent sur la location de bureaux, d'entrepôts, d'actifs de transport et distribution de gaz naturel, de véhicules et de matériel.

<sup>10)</sup> Le remboursement devrait être effectué en 2020 et se rapporte à certains actifs incorporels et coûts de conception de projet acquis d'une société affiliée à CPC/CBT relatifs à la construction de l'Expansion Waneta. Le montant est présenté d'après des flux de trésorerie bruts. Le billet a été comptabilisé dans les autres passifs à long terme, selon sa valeur actuelle nette actualisée de 50 millions \$ au 31 décembre 2013.

<sup>11)</sup> FortisAlberta et une entreprise albertaine de services de transport d'électricité ont signé une convention 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 cette convention, le calcul des paiements futurs après 2018 comprend des paiements jusqu'à la fin d'une période de 20 ans. Toutefois, les paiements en vertu de la convention 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. Au cours du quatrième trimestre de 2013, FortisAlberta a retiré son préavis de résiliation de ces ententes et a rétabli leur durée minimale de cinq ans à compter du 1<sup>er</sup> septembre 2010, pouvant être prolongée à des conditions mutuellement acceptables.

<sup>12)</sup> Les cotisations de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées consolidées incluent les montants pour services rendus au cours de la période et pour la solvabilité ainsi que les cotisations de capitalisation spéciale. Les cotisations sont fondées sur des estimations provenant des plus récentes évaluations actuarielles terminées, qui fournissent généralement des estimations de capitalisation pour une période de trois à cinq ans à partir de la date des évaluations. Par conséquent, les cotisations réelles de capitalisation des régimes de retraite pourraient être plus élevées que ces estimations, une fois que seront terminées les prochaines évaluations actuarielles aux fins de capitalisation, qui devraient être réalisées aux dates suivantes pour les régimes de retraite à prestations déterminées les plus importants :

31 décembre 2013 et 2015 – Sociétés FortisBC Energy (régimes des employés non syndiqués)  
31 décembre 2013 – Sociétés FortisBC Energy (régime des employés syndiqués)  
31 décembre 2013 – FortisBC Electric  
31 décembre 2014 – Newfoundland Power

Par suite de l'évaluation actuarielle de son régime en date du 31 décembre 2011, achevée en avril 2012, Newfoundland Power est tenue de combler un déficit de solvabilité d'environ 53 millions \$, y compris les intérêts, sur cinq ans à compter de 2012, comme indiqué dans le tableau sur les obligations contractuelles. Les cotisations de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées, qui incluent les services rendus pour la période et le déficit de solvabilité, devraient s'élever à 14 millions \$ en 2014. L'augmentation des cotisations de capitalisation devrait être recouvrée auprès de la clientèle dans les tarifs futurs.

<sup>13)</sup> Le règlement des UAR en cours au 31 décembre 2013, qui ont été attribuées en 2011, 2012 et 2013, est assujéti au respect, par les membres de la haute direction de la Société et de ses filiales, y compris par le président et chef de la direction de Fortis, de conditions de paiement au cours des périodes d'acquisition des droits sur trois ans.

L'obligation de 6 millions \$ de la Société au titre des unités d'actions à dividende différé des administrateurs en cours au 31 décembre 2013 est exclue du tableau des obligations contractuelles, le calendrier des paiements ne pouvant être établi à l'heure actuelle.

<sup>14)</sup> Les autres obligations contractuelles comprennent principalement les contrats de location de bâtiment et les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

### **Autres obligations contractuelles**

*Dépenses en immobilisations* : 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 des entreprises de services publics réglementés découlent en grande partie de la nécessité de maintenir et d'améliorer le rendement, la fiabilité et la sécurité des réseaux de gaz et d'électricité, et de répondre aux besoins d'une clientèle en croissance. Le programme de dépenses en immobilisations consolidé de la Société, qui comprend les dépenses en immobilisations de ses activités non réglementées, devrait s'établir à environ 1,4 milliard \$ en 2014. Au cours des cinq exercices de 2014 à 2018, le programme de dépenses en immobilisations consolidé de la Société, excluant les dépenses en immobilisations de UNS Energy, devrait dépasser 6,5 milliards \$, montant qui n'est pas compris dans le tableau des obligations contractuelles.

*Acquisition proposée* : En décembre 2013, Fortis a conclu une entente et un plan de fusion portant sur l'acquisition de UNS Energy pour 60,25 \$ US l'action ordinaire au comptant, soit un prix d'acquisition global d'environ 4,3 milliards \$ US, y compris la prise en charge d'une dette d'environ 1,8 milliard \$ US à la conclusion. L'accord et le plan de fusion peuvent être résiliés par la Société ou par UNS Energy en tout temps avant la clôture dans certaines circonstances, y compris si la clôture de l'acquisition n'a pas eu lieu au plus tard le 11 décembre 2014, à condition, toutefois, que si les seules conditions préalables à la clôture qui n'ont pas été respectées portent sur l'obtention des approbations des autorités de réglementation décrites dans l'accord et le plan de fusion, cette date sera alors reportée au 11 juin 2015. Pour plus de renseignements sur l'acquisition proposée de UNS Energy, voir la rubrique « Éléments importants – Acquisition proposée de UNS Energy » du présent rapport de gestion.

*Débtures convertibles représentées par des reçus de versement* : Pour financer une partie de l'acquisition proposée, en janvier 2014, par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive directe, Fortis a conclu la vente de débtures à 4 % pour un montant en capital global de 1,8 milliard \$. Pour plus de renseignements, se reporter à la rubrique « Éléments importants – Débtures convertibles représentées par des reçus de versement » du présent rapport de gestion.

*Autres* : En 2012, Caribbean Utilities a conclu un contrat principal et un contrat secondaire d'achat de combustible avec deux fournisseurs différents auprès desquels elle s'est engagée à acheter respectivement environ 60 % et 40 % du combustible diesel nécessaire pour alimenter sa centrale au diesel. Les quantités approximatives à livrer selon les contrats combinés sont de 18,9 millions de gallons impériaux pour 2014. Les contrats viennent à échéance en juillet 2014, et comportent une option de renouvellement pour deux durées additionnelles de 18 mois. Chaque option de renouvellement ne peut être exercée que six mois après la date d'échéance du contrat existant.

FortisTCI 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 passifs réglementaires à long terme de la Société, qui totalisaient 902 millions \$ au 31 décembre 2013, ont été exclus du tableau des obligations contractuelles, étant donné que le calendrier final de règlement de nombreux passifs est assujéti à une autre décision réglementaire ou que les périodes de règlement ne sont pas connues à l'heure actuelle. La nature et le montant des passifs réglementaires à long terme sont présentés à la note 7 afférente aux états financiers consolidés annuels de 2013 de la Société.

Les sociétés FortisBC Energy ont fourni des engagements aux clients visant à procurer du financement destiné à l'efficacité et la conservation énergétiques, ainsi qu'aux véhicules fonctionnant au GNL aux termes de leurs programmes respectifs approuvés par la BCUC. Au 31 décembre 2013, les sociétés FortisBC Energy étaient engagées à verser des incitatifs d'environ 24 millions \$ aux clients.

## 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 la maintenance et l'expansion de leur infrastructure. Fortis contracte des dettes au niveau de ses filiales afin d'assurer que les activités réglementées de celles-ci sont transparentes et fiscalement efficaces, et qu'elles disposent d'une source de financement souple. Fortis finance généralement une part importante des acquisitions à partir du siège social à même le produit tiré des émissions d'actions ordinaires, d'actions privilégiées et de titres de créance à long terme. Afin de préserver cet accès aux capitaux, la Société vise à maintenir une structure du capital à long terme consolidée composée d'environ 45 % de capitaux propres, y compris les actions privilégiées, et d'environ 55 % 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 facturés à sa clientèle.

La structure du capital consolidée de Fortis se présente comme suit.

### Structure du capital

Aux 31 décembre	2013		2012	
	(en millions \$)	(%)	(en millions \$)	(%)
Total de la dette, des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières (déduction faite de la trésorerie) <sup>1)</sup>	7 716	56,2	6 317	55,3
Actions privilégiées	1 229	9,0	1 108	9,7
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	4 772	34,8	3 992	35,0
<b>Total<sup>2)</sup></b>	<b>13 717</b>	<b>100,0</b>	<b>11 417</b>	<b>100,0</b>

<sup>1)</sup> Inclut la dette à long terme et les obligations liées aux contrats de location-acquisition et les obligations financières, y compris la tranche à court terme, ainsi que les emprunts à court terme, déduction faite de la trésorerie.

<sup>2)</sup> Exclut les montants se rapportant aux participations ne donnant pas le contrôle.

La variation de la structure du capital est principalement imputable au financement de l'acquisition de CH Energy Group, y compris les éléments suivants : i) la conversion des reçus de souscription en actions ordinaires pour 567 millions \$, déduction faite des frais après impôts; ii) la dette prise en charge au moment de l'acquisition; iii) l'émission en octobre 2013 par la Société de 325 millions \$ US de billets non garantis pour financer une partie de l'acquisition; et iv) les emprunts sur la facilité de crédit confirmée de la Société, afin de financer le résiduel du prix d'acquisition. La structure du capital a aussi subi l'incidence i) d'une augmentation du total de la dette, surtout pour soutenir les investissements dans l'infrastructure énergétique; ii) de l'émission d'actions privilégiées de premier rang, série K, en partie contrebalancée par le rachat d'actions privilégiées de premier rang, série C; iii) du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, moins les dividendes déclarés sur les actions ordinaires; iv) de l'émission d'actions ordinaires en vertu du régime de réinvestissement des dividendes de la Société; et v) d'une diminution de la trésorerie.

Compte non tenu des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières, la structure du capital de la Société au 31 décembre 2013 se composait de 54,9 % de dettes, de 9,2 % d'actions privilégiées et de 35,9 % de capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires (53,6 % de dettes, 10,1 % d'actions privilégiées et 36,3 % de capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires au 31 décembre 2012).

## Notes de crédit

Au 31 décembre 2013, les notes de crédit de la Société se présentaient comme suit :

Standard & Poor's (« S&P »)	A- / négative (note des titres de créance à long terme et non garantis de la Société)
DBRS	A (bas) / sous surveillance – perspectives évolutives (note des titres de créance non garantis)

Les notes de crédit ci-dessus reflètent le profil de risque commercial de la Société et la diversité de ses activités, la nature autonome et la séparation financière de chacune des filiales réglementées de Fortis et l'engagement de la direction à maintenir de faibles niveaux d'endettement en ce qui a trait à la société de portefeuille. En décembre 2013, après l'annonce par Fortis de la conclusion d'une entente visant à faire l'acquisition de UNS Energy, DBRS a mis sous surveillance la note de crédit de la Société avec une mention de perspectives évolutives. De la même façon, S&P a révisé sa perspective à l'égard de la Société, la faisant passer de stable à négative. S&P a indiqué que le rétablissement à stable de la perspective est probable au moment de la conversion des débetures en actions.

## Programme d'investissement

Les investissements dans les infrastructures sont nécessaires pour assurer le maintien et l'amélioration de la performance de la fiabilité et de la sûreté des réseaux de gaz et d'électricité et pour répondre aux besoins d'une clientèle en croissance. Tous les coûts considérés comme se rapportant à la maintenance et aux réparations sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Les coûts se rapportant aux remplacements, aux mises à niveau et aux améliorations sont capitalisés à mesure qu'ils sont engagés. Des coûts de maintenance et de réparation d'environ 110 millions \$ ont été engagés en 2013, en comparaison d'environ 103 millions \$ en 2012.

## Rapport de gestion

Les dépenses en immobilisations consolidées brutes pour 2013 se sont établies à un montant d'environ 1,2 milliard \$. Le tableau qui suit présente, par secteur et par catégorie d'actifs, une ventilation des dépenses en immobilisations consolidées brutes pour 2013.

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

Exercice clos le 31 décembre 2013

(en millions \$)	Sociétés					Autres entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada	Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	Total – Entreprises de services publics réglementés	Activités non réglementées – Fortis Generation	Activités non réglementées – autres que de services publics <sup>2</sup>	Total
	FortisBC Energy	Central Hudson	Fortis Alberta	FortisBC Electric	Newfoundland Power						
Production	–	–	–	2	6	2	25	35	146	–	181
Transport	37	13	–	16	7	7	–	80	–	–	80
Distribution	131	32	282	23	68	42	17	595	–	–	595
Installations, matériel, véhicules et autres	23	9	135	22	6	3	8	206	–	59	265
Technologies de l'information	24	3	12	6	5	2	2	54	–	–	54
<b>Total</b>	<b>215</b>	<b>57</b>	<b>429</b>	<b>69</b>	<b>92</b>	<b>56</b>	<b>52</b>	<b>970</b>	<b>146</b>	<b>59</b>	<b>1 175</b>

<sup>1</sup> Se rapportent aux paiements au comptant visant l'acquisition ou la construction d'immobilisations de services publics et autres que de services publics et d'actifs incorporels, comme présenté dans l'état des flux de trésorerie consolidé. Excluent la composante capitaux propres sans effet sur la trésorerie de la provision pour fonds utilisés pendant la construction.

<sup>2</sup> Comprennent des dépenses en immobilisations d'environ 13 millions \$ du côté de FAES, dont les résultats sont présentés dans le secteur Siège social et autres.

Les dépenses en immobilisations consolidées brutes de 1 175 millions \$ pour 2013 ont été de 155 millions \$ moindres que les prévisions de 1 330 millions \$ pour 2013, comme présenté dans le rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2012. Les dépenses en immobilisations prévues sont fondées sur des projections détaillées quant à la demande d'énergie, aux conditions climatiques et aux coûts de la main-d'œuvre et du matériel, ainsi que sur d'autres facteurs, y compris la conjoncture économique, qui pourraient changer et entraîner un écart entre les dépenses réelles et les dépenses prévues. La baisse est principalement due à la diminution des dépenses en immobilisations de la centrale non réglementée Expansion Waneta, de FortisBC Electric, de FAES et de Fortis Properties, en partie contrebalancée par Central Hudson.

La diminution des dépenses en immobilisations relatives à l'Expansion Waneta pour 2013 s'explique surtout par le calendrier des paiements. Les dépenses en immobilisations de FortisBC Electric ont été moins élevées que la prévision faite pour 2013, en raison du ralentissement des projets d'investissement découlant des interruptions de travail, qui ont pris fin au cours du quatrième trimestre. Étant donné l'incertitude entourant le calendrier de réalisation des projets d'énergies renouvelables de FAES, les dépenses en immobilisations pour 2013 ont été retardées et sont moins élevées que la prévision initiale. Les dépenses en immobilisations de Fortis Properties pour 2013 sont moins élevées que prévu du fait du calendrier des projets d'investissement, et du report à 2014 d'autres dépenses. Les dépenses en immobilisations pour 2013 comprennent un montant de 57 millions \$ pour Central Hudson à partir de la date d'acquisition, lequel n'était pas inclus dans la prévision initiale pour 2013.

Les dépenses en immobilisations consolidées brutes pour 2014 devraient atteindre environ 1,4 milliard \$. Le tableau qui suit en présente une ventilation par secteur et catégorie d'actifs.

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

Exercice prenant fin le 31 décembre 2014

(en millions \$)	Sociétés					Autres entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada	Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	Total – Entreprises de services publics réglementés	Activités non réglementées – Fortis Generation	Activités non réglementées – autres que de services publics <sup>2</sup>	Total
	FortisBC Energy	Central Hudson	Fortis Alberta	FortisBC Electric	Newfoundland Power						
Production	–	1	–	7	11	2	36	57	131	–	188
Transport	38	36	–	38	6	12	1	131	–	–	131
Distribution	134	57	289	42	81	36	16	655	–	–	655
Installations, matériel, véhicules et autres	136	19	109	37	3	3	6	313	–	83	396
Technologies de l'information	21	9	15	6	4	3	2	60	–	–	60
<b>Total</b>	<b>329</b>	<b>122</b>	<b>413</b>	<b>130</b>	<b>105</b>	<b>56</b>	<b>61</b>	<b>1 216</b>	<b>131</b>	<b>83</b>	<b>1 430</b>

<sup>1</sup> Se rapportent aux paiements au comptant visant l'acquisition ou la construction d'immobilisations de services publics et autres que de services publics et d'actifs incorporels, comme présenté dans l'état des flux de trésorerie consolidé. Excluent la composante capitaux propres sans effet sur la trésorerie de la provision pour fonds utilisés pendant la construction.

<sup>2</sup> Comprennent des dépenses en immobilisations prévues d'environ 13 millions \$ du côté de FAES, dont les résultats sont présentés dans le secteur Siège social et autres.

## Rapport de gestion

La répartition en pourcentage des dépenses en immobilisations consolidées brutes réelles pour 2013 et prévues pour 2014 entre la croissance, le maintien et les autres se présente comme suit.

### Dépenses en immobilisations consolidées brutes

Exercices prenant fin les 31 décembre (%)	Coûts réels 2013	Coûts prévus 2014
Croissance	38	33
Maintien <sup>1</sup>	35	35
Autres <sup>2</sup>	27	32
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

<sup>1)</sup> Dépenses en immobilisations requises pour maintenir et améliorer le rendement, la fiabilité et la sécurité des actifs de production, 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, y compris les dépenses en immobilisations liées dans les transports de l'AESO de FortisAlberta.

Au cours des cinq prochains exercices, de 2014 à 2018, les dépenses en immobilisations consolidées brutes, compte non tenu des dépenses en immobilisations de UNS Energy, devraient dépasser 6,5 milliards \$. La ventilation approximative des dépenses en immobilisations devant être engagées est la suivante : 50 % par les entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada, principalement FortisAlberta, 27 % par les entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada, 11 % par Central Hudson, 5 % par les entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes et les 7 % restants, par les activités non réglementées. Les dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementés sont soumises à une approbation réglementaire. Au cours des cinq prochains exercices, selon une moyenne annuelle, la ventilation approximative des dépenses en immobilisations totales devant être engagées sera la suivante : 37 % pour répondre aux besoins d'une clientèle en croissance, 46 % pour assurer le maintien et l'amélioration de la performance, de la fiabilité et de la sûreté des actifs de production et de transport et de distribution, c'est-à-dire les investissements de maintien; et 17 % pour les installations, le matériel, les véhicules, la technologie de l'information et les autres actifs.

UNS Energy a prévu que ses dépenses en immobilisations totaliseraient environ 1,5 milliard \$ (1,4 milliard \$ US) pour la période de 2015 à 2018.

La base tarifaire de mi-exercice de 2014 prévue pour les principales entreprises de services publics réglementés de la Société est présentée dans le tableau ci-dessous.

### Base tarifaire de mi-exercice prévue

(en milliards \$)	2014
Sociétés FortisBC Energy	3,7
Central Hudson	1,1
FortisAlberta	2,5
FortisBC Electric	1,2
Newfoundland Power	1,0

Le tableau qui suit présente un sommaire des principaux projets d'investissement pour 2013 et 2014.

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

(en millions \$)		Avant	Coûts réels	Coûts prévus	Coûts prévus	Année
Société	Nature du projet	2013	2013	2014	d'achèvement après 2014	prévue d'achèvement
Sociétés FortisBC Energy	Projet d'expansion de l'usine de GNL de Tilbury	–	5	100	295	2016
FortisAlberta	Programme de gestion des poteaux	117	22	29	185	2018
Société Waneta	Expansion Waneta <sup>2</sup>	436	143	126	105	2015

<sup>1)</sup> Se rapportent aux dépenses en immobilisations relatives aux immobilisations de services publics et autres que de services publics et aux actifs incorporels, combinés aux composantes capitaux propres et intérêts capitalisés de la PFUPC, le cas échéant.

<sup>2)</sup> Inclut le paiement de 72 millions \$ prévu pour 2020 et exclut les intérêts capitalisés prévus des partenaires minoritaires, CPC/CBT, dans la société Waneta.

FEI a entrepris l'expansion de l'usine de GNL de Tilbury. En novembre 2013, le gouvernement de la Colombie-Britannique a annoncé qu'il exemptait l'expansion de l'usine de GNL de Tilbury de l'obligation d'obtenir un certificat d'utilité publique de la BCUC. L'expansion devrait inclure un deuxième réservoir de GNL et un nouveau liquéfacteur, qui seraient tous deux en service en 2016. L'expansion augmentera la production de GNL et la capacité de stockage. L'expansion de l'usine de GNL de Tilbury est soumise à l'obtention de permis et d'approbations additionnels des autorités de réglementation et de protection de l'environnement. Le gouvernement de la Colombie-Britannique a plafonné à 400 millions \$ les coûts du projet d'expansion, et pour 2014 les investissements prévus seront d'environ 100 millions \$.

Au cours de 2013, FortisAlberta a poursuivi le remplacement des vieux poteaux en vertu de son programme de gestion des poteaux, qui vise le remplacement d'environ 110 000 poteaux en tout, afin de prévenir le risque de défaillance du fait de leur âge. Le coût en capital du programme jusqu'en 2018 devrait totaliser environ 353 millions \$. Quelque 22 millions \$ ont été investis dans le programme en 2013, pour un total cumulatif de 139 millions \$.

La construction de l'Expansion Waneta, au coût de 900 millions \$, avance, et des dépenses additionnelles de 143 millions \$ ont été engagées au cours de l'exercice 2013. Fortis, qui détient une participation de 51 % dans la société Waneta, exploitera et maintiendra l'investissement non réglementé au moment de la mise en service de la centrale, prévue au printemps 2015. Parmi les principales activités de construction qui se sont déroulées en 2013, citons le quasi-achèvement des travaux de génie civil pour la construction de la centrale et du canal de fuite, la progression notable de l'ouvrage de prise d'eau, l'installation des composantes des turbines, l'installation des services complémentaires de mécanique et d'électricité de la centrale et, l'encapsulation de la volute de turbine dans le béton. Au cours 2013, les transformateurs survolteurs-dévolteurs des génératrices et la première roue de turbine ont été reçus sur place aux fins d'assemblage et d'installation. Au cours de 2013, la principale activité hors chantier a été l'achèvement réussi de la fabrication de la première roue de turbine et du mécanisme opérationnel des turbines.

Quelque 579 millions \$ au total ont été dépensés pour l'Expansion Waneta depuis le début des travaux de construction à la fin de 2010, et un montant d'environ 126 millions \$ devrait s'ajouter au cours de l'exercice 2014. Les principales activités relatives à ce projet pour 2014 comprennent la mise sous tension de la ligne de transport de 230 kilovolts; l'achèvement des travaux de génie civil; l'installation et l'assemblage des principales composantes des premier et deuxième groupes turbogénératrices; l'installation des systèmes de protection et de contrôle; de même que les essais et la mise en service. Le premier test des unités aux fins de commercialisation de l'électricité produite devrait être terminé au quatrième trimestre de 2014.

Le coût en capital de l'Expansion Waneta, comme présenté dans le tableau sur les principaux projets d'investissement, comprend les intérêts capitalisés par Fortis pendant la construction, ainsi que d'autres dépenses capitalisées admissibles et un montant de 72 millions \$ qui devrait être payé en 2020 au titre de certains frais de développement cumulés engagés antérieurement par CPC/CBT. Le tableau ne tient pas compte des intérêts capitalisés prévus d'environ 50 millions \$ des partenaires minoritaires de la société Waneta.

L'Expansion Waneta sera incluse dans l'accord relatif à la centrale Canal et sera admissible aux droits énergétiques fixes et aux droits de capacité selon le débit d'eau moyen à long terme, ce qui réduira beaucoup le risque hydrologique associé au projet. La production d'environ 630 GWh, et la capacité connexe requise dans la production de cette énergie, pour l'Expansion Waneta, sera vendue à BC Hydro dans le cadre d'un contrat d'achat d'énergie à long terme. L'excédent de capacité, à hauteur de 234 MW sur une base annuelle moyenne, sera vendu à FortisBC Electric dans le cadre d'un contrat d'achat de capacité à long terme.

### Besoins en flux de trésorerie

À l'échelle des filiales, 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 et de verser des dividendes sur ses actions ordinaires et privilégiées dépend 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 en 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 confirmée de la Société et du produit de l'émission d'actions ordinaires, d'actions privilégiées et de titres de créance à long terme. Selon le moment de la 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.

Les filiales prévoient être en mesure d'obtenir les fonds nécessaires au financement de leurs programmes d'investissement de 2014.

La direction prévoit que les échéances et les remboursements de la dette à long terme consolidée se chiffreront à 780 millions \$ en 2014 et à environ 335 millions \$ en moyenne au cours de chacun des cinq prochains exercices. Les facilités de crédit disponibles et le volume annuel relativement faible des échéances et des remboursements sur la dette au-delà de 2014 apporteront à la Société et à ses filiales une flexibilité pour choisir le moment des appels aux marchés financiers. Pour en savoir plus sur le risque lié à la situation de trésorerie et aux sources de financement, se reporter à la rubrique « Gestion des risques d'affaires – Risque lié à la situation de trésorerie et aux sources de financement » du présent rapport de gestion.

En juillet 2013, FortisBC Electric a déposé un prospectus préalable de base simplifié afin d'instaurer un programme de débentures billets à moyen terme (« BMT ») et a signé une convention de placement avec certaines sociétés affiliées à un groupe de banques à charte canadiennes. Depuis le dépôt du prospectus préalable, la société peut, de temps à autre au cours de la période de validité de 25 mois du prospectus préalable de base, émettre des débentures BMT d'un capital global pouvant atteindre 300 millions \$. La BCUC a approuvé l'instauration du programme de débentures BMT.

En octobre 2013, FortisAlberta a déposé un prospectus préalable de base simplifié en vertu duquel la société peut, de temps à autre au cours de la période de validité de 25 mois du prospectus préalable de base, émettre des débentures BMT d'un capital global pouvant atteindre 500 millions \$.

Au 31 décembre 2013, Fortis et ses filiales respectaient les clauses restrictives de leur dette et devraient continuer de le faire pour 2014.

## Facilités de crédit

Au 31 décembre 2013, la Société et ses filiales disposaient de facilités de crédit consolidées d'environ 2,7 milliards \$, dont 2,2 milliards \$ environ étaient inutilisés, y compris une tranche inutilisée de 785 millions \$ de la facilité de crédit renouvelable confirmée de 1 milliard \$ de la Société. Les facilités de crédit sont pour la plupart conclues auprès des sept plus grandes banques canadiennes, aucune banque ne détenant plus de 20 % de ces facilités. Une tranche d'environ 2,6 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités confirmées qui viennent à échéance entre 2014 et 2018.

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

Facilités de crédit	Entreprises de services publics réglementés	Entreprises de services publics non réglementés	Siège social et autres	Total au 31 décembre 2013	Total au 31 décembre 2012
<i>(en millions \$)</i>					
Total des facilités de crédit	1 546	119	1 030	<b>2 695</b>	2 460
Facilités de crédit utilisées :					
Emprunts à court terme	(157)	(3)	–	<b>(160)</b>	(136)
Dette à long terme (y compris la tranche à court terme)	(99)	–	(214)	<b>(313)</b>	(150)
Lettres de crédit en cours	(65)	–	(1)	<b>(66)</b>	(67)
<b>Facilités de crédit inutilisées</b>	<b>1 225</b>	<b>116</b>	<b>815</b>	<b>2 156</b>	<b>2 107</b>

Aux 31 décembre 2013 et 2012, 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 des périodes à venir.

Les variations importantes des facilités de crédit du 31 décembre 2012 au 31 décembre 2013 sont décrites ci-après. La nature et les modalités des facilités de crédit en cours au 31 décembre 2013 sont détaillées à la note 34 afférente aux états financiers consolidés audités de 2013 de la Société.

Au 31 décembre 2013, CH Energy Group avait une facilité de crédit renouvelable non garantie de 100 millions \$ US (106 millions \$) échéant en octobre 2015 et Central Hudson avait une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 150 millions \$ US (159 millions \$) arrivant à échéance en octobre 2016.

En 2013, FEI, FEVI, FortisAlberta et FortisBC Electric ont modifié leurs facilités de crédit renouvelables confirmées, ce qui a eu pour effet de reporter les dates d'échéance. En 2013 également, la Société a modifié la date d'échéance de sa facilité de crédit renouvelable confirmée de 1 milliard \$, la reportant de juillet 2015 à juillet 2018. Les nouvelles conventions contiennent essentiellement les mêmes modalités que les conventions de facilité de crédit précédentes.

Les facilités de crédit présentées dans le tableau ci-dessus excluent des facilités de crédit-relais non renouvelables de 2 milliards \$ rattachées à l'acquisition proposée de UNS Energy.

En janvier 2014, après la conclusion du placement de débentures lié à l'acquisition proposée de UNS Energy, Fortis a convenu, jusqu'à ce que les débentures aient été remboursées conformément aux modalités qui précèdent ou jusqu'à ce que la date du versement final soit survenue, de maintenir à tout moment la disponibilité aux termes de sa facilité de crédit renouvelable de 1 milliard \$ à un montant d'au moins 600 millions \$ pour couvrir le montant en capital du premier remboursement des débentures dans l'éventualité d'un rachat obligatoire.

Pour plus de renseignements sur le financement des acquisitions, consulter la rubrique « Éléments importants » du présent rapport de gestion.

## ARRANGEMENTS HORS BILAN

À l'exception de lettres de crédit en cours de 66 millions \$ au 31 décembre 2013 (67 millions \$ au 31 décembre 2012), la Société n'avait pas d'arrangements hors bilan, tels 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 DES RISQUES D'AFFAIRES

Ce qui suit est un sommaire des risques d'affaires importants de la Société.

**Risque lié à la réglementation :** Le principal risque d'affaires de la Société est lié à la réglementation. Chacune des entreprises de services publics réglementés de la Société est assujettie à une réglementation qui pourrait avoir une incidence sur les produits et les bénéfices futurs.

Les entreprises de services publics sont confrontées aux mêmes incertitudes que les entités réglementées, qui entourent 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 des services publics des Caraïbes, le renouvellement des licences. En général, la capacité d'une entreprise 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 formulées dans les processus d'établissement des tarifs. Les investissements dans les infrastructures de gaz naturel et d'électricité requièrent l'approbation des organismes de réglementation sous la forme d'une autorisation des plans d'investissement ou 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. Rien ne garantit que les dépenses en immobilisations perçues comme requises ou effectuées par les entreprises de services publics réglementés de la Société seront approuvées. Les dépassements de coûts en capital pourraient ne pas être recouverts à même les tarifs facturés aux clients.

Les organismes de réglementation approuvent le RCP autorisé et la structure du capital réputée des entreprises de services publics. Un traitement réglementaire équitable qui permet à une entreprise de services publics de bénéficier d'un taux de rendement équitable rajusté en fonction des risques qui soit comparable à celui que peuvent offrir d'autres placements comportant des risques similaires est indispensable au maintien de la qualité du service, ainsi que pour l'attrait des capitaux et la croissance continue.

Les demandes de tarifs qui établissent les besoins de revenus peuvent faire l'objet de procédures de règlement négocié. En l'absence de règlement négocié, les demandes de tarifs peuvent se faire dans le cadre d'un processus d'audiences publiques. Rien ne garantit que les ordonnances tarifaires délivrées par les organismes de réglementation permettront aux entreprises de services publics réglementés de recouvrer tous les coûts effectivement engagés et de dégager les taux de rendement prévus ou justes, ou d'incorporer ces coûts à l'actif de manière appropriée.

Le défaut d'obtenir des ordonnances tarifaires acceptables, un RCP ou une structure du capital appropriés selon la demande tarifaire déposée pourrait avoir une incidence négative sur les affaires de ces entreprises de services publics réglementés, sur la mise en chantier ou l'échéancier des projets d'investissement, sur les notes attribuées par les agences de notation de crédit, sur l'émission de titres de créance à long terme et sur toute autre question qui, à son tour, pourrait avoir une incidence négative importante sur les résultats d'exploitation et sur la situation financière des entreprises de services publics réglementés de la Société. En outre, rien ne garantit que les entreprises de services publics réglementés recevront les décisions réglementaires en temps opportun; il se pourrait donc qu'elles aient à engager des coûts avant d'obtenir une approbation de leurs besoins en revenus.

En 2013, environ 93 % (93 % en 2012) des produits tirés des activités<sup>1</sup> de la Société ont été tirés des activités de services publics réglementés et environ 87 % (90 % en 2012) du bénéfice tiré des activités<sup>1</sup> de la Société provenaient des activités de services publics réglementés. Au 31 décembre 2013, les actifs de services publics réglementés représentaient environ 90 % du total de l'actif de Fortis (90 % au 31 décembre 2012). Fortis considère que le cadre réglementaire en Amérique du Nord est juste et équilibré. Il y a cependant une concentration de risques liés à la réglementation en Colombie-Britannique, 47 % des actifs réglementés de la Société relevant de la compétence de la BCUC. Le risque est accru par un imposant calendrier réglementaire pour les entreprises de distribution de gaz et d'électricité de FortisBC. Au cours du premier semestre de 2014, les entreprises de services publics FortisBC seront occupées avec de nombreux dépôts, interrogatoires, examens ou audiences, dont certains seront liés à la deuxième étape d'une instance générale relative au coût du capital et aux demandes visant les plans de TAR pluriannuels, soit de 2014 à 2018.

Une grande incertitude du point de vue de la réglementation subsiste autour des plans de TAR de FortisAlberta, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2013, ainsi qu'en ce qui a trait à l'approbation finale de la demande de suivi du capital pour 2013 de la société. Le RCP autorisé et la structure du capital définitifs de FortisAlberta pour 2013 et 2014 doivent également être déterminés, sous réserve de l'issue de l'instance générale relative au coût du capital entamée par l'AUC en 2013. Au début de 2014, FortisAlberta redéposera une demande de suivi du capital conformément au format prescrit par l'AUC en décembre 2013. À l'heure actuelle, il est impossible de savoir si la nouvelle approche modifiera le montant de suivi du capital pour 2013 présenté par la société et, entre-temps, FortisAlberta a été enjoindre de garder une valeur équivalente à 60 % du montant de suivi du capital faisant l'objet de la demande, comme approuvé dans la décision provisoire sur la conformité. Une décision portant sur la demande de suivi du capital pour 2013 est attendue d'ici la fin de 2014.

Pendant la durée de la TAR, FortisAlberta est exposée aux risques liés à la formule de la TAR, notamment aux risques suivants : i) la société pourrait faire face à une augmentation des coûts attribuable à l'inflation plus élevée que le facteur inflationniste établi par l'AUC; ii) la société pourrait être incapable de mener à bien les améliorations à la productivité prévues sur la durée de la TAR; iii) les coûts liés aux dépenses en immobilisations de FortisAlberta pourraient excéder ceux prévus dans la formule de base et les dépenses en immobilisations excédentaires pourraient ne pas être admissibles ou être approuvées au titre de suivi du capital; et iv) des coûts imprévus importants engagés pourraient ne pas être admissibles ou être approuvés.

L'AUC a fait savoir qu'elle préférerait avoir recours à des instances générales pour régler les questions réglementaires qui ont une incidence sur plusieurs entreprises de services publics. Tandis que les instances générales permettent d'améliorer l'efficacité du processus réglementaire, il y a un risque que le résultat collectif soit privilégié sans égard aux circonstances propres à chaque entreprise de services publics.

<sup>1)</sup> Les produits tirés des activités et le bénéfice tiré des activités sont des mesures non conformes aux PCGR des États-Unis et s'entendent respectivement du total des produits d'exploitation, à l'exception des produits du secteur Siège social et Autres et des éliminations intersectorielles, et du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, à l'exception des dépenses du secteur Siège social et Autres. Les utilisateurs des états financiers consolidés se servent des produits tirés des activités et du bénéfice tiré des activités pour évaluer le rendement des filiales d'exploitation de la Société.

En tant que propriétaire d'un réseau de distribution d'électricité en vertu de la loi *Electric Utilities Act* (Alberta) (la « loi EUA »), FortisAlberta a l'obligation d'agir ou d'autoriser une partie remplaçante à agir en tant que fournisseur de services d'électricité, y compris pour la vente d'électricité, auprès des abonnés admissibles selon un tarif réglementé et de nommer un détaillant en tant que fournisseur par défaut pour offrir des services d'électricité aux abonnés par ailleurs dans l'impossibilité d'obtenir ces services. Pour demeurer uniquement une entreprise de services publics de distribution, FortisAlberta a nommé EPCOR Energy Services (Alberta) Inc. (« EPCOR ») comme son fournisseur à tarif réglementé. Par suite de cette nomination, EPCOR a pris en charge tous les droits et obligations de FortisAlberta à l'égard de ces services. Dans l'éventualité peu probable où EPCOR ou une autre partie ne puisse ou ne veuille pas agir en tant que fournisseur à tarif réglementé ou fournisseur par défaut, FortisAlberta aurait l'obligation, en vertu de la loi EUA, d'agir en qualité de fournisseur de services d'électricité auprès des abonnés admissibles dans le cadre d'un tarif réglementé ou de fournir des services d'électricité aux abonnés par ailleurs incapables d'obtenir ces services. S'il advenait que FortisAlberta ne puisse assurer l'impartition de ces fonctions, elle devrait administrer ces responsabilités de détail en se dotant du personnel, des installations ou de l'équipement nécessaires.

La plupart des entreprises de services publics réglementés de la Société ne sont actuellement pas assujetties aux mécanismes d'ajustement automatique (« MAA ») pour déterminer le RCP autorisé. De façon générale, un MAA utilise une formule pour calculer un rajustement annuel des RCP autorisés basé sur les variations des rendements des obligations à long terme du Canada. Au cours de la première phase de l'instance générale sur le coût du capital en Colombie-Britannique, la BCUC a instauré un MAA à FEI pour déterminer le RCP autorisé pour une entreprise de services publics de référence sur une base annuelle, en vigueur du 1<sup>er</sup> janvier 2014 au 31 décembre 2015. Le MAA prendra effet lorsque le rendement des obligations à long terme du gouvernement du Canada dépassera 3,8 %. Les RCP autorisés pour 2013 sont actuellement passés en revue par les organismes de réglementation en Alberta et en Colombie-Britannique et il règne une incertitude quant à savoir si les MAA seront rétablis et quels seront au final les RCP autorisés et les structures du capital. Pour FEVI, FEWI et FortisBC Electric, le RCP autorisé et la structure du capital définitifs pour 2013 et 2014 sont tributaires de l'issue de la deuxième étape de l'instance générale sur le coût en capital, prévue au cours du premier semestre de 2014. Une décision des organismes de réglementation sur les demandes de TAR pluriannuelles présentées par les sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric en 2013 est attendue au troisième trimestre de 2014.

Pour des renseignements additionnels sur la nature de la réglementation et les diverses questions réglementaires se rapportant aux entreprises de services publics de la Société, voir la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » du présent rapport de gestion.

**Risque politique :** Le cadre réglementaire qui régit les entreprises de services publics subit l'incidence des changements importants de politiques gouvernementales ou de changements de gouvernements, qui suscitent l'inquiétude à l'égard des priorités et des orientations des politiques d'intérêt public, notamment sur les questions énergétiques et environnementales.

**Conclusion de l'acquisition de UNS Energy :** La conclusion de l'acquisition de UNS Energy est exposée au risque commercial normal que l'acquisition ne sera pas conclue selon les modalités négociées ou ne sera pas conclue du tout. L'acquisition proposée dépend de l'approbation des actionnaires de UNS Energy et du respect d'autres conditions d'acceptation, y compris l'approbation de l'ACC et de la FERC, ainsi que le respect de certaines conditions de conclusion contenues dans l'entente et le plan de fusion ou l'exonération de l'obligation de satisfaire à ces conditions. L'incapacité à obtenir les approbations requises ou à satisfaire aux conditions ou à en être exonéré pourrait entraîner la fin de l'entente et du plan de fusion et l'impossibilité de concrétiser certains ou l'ensemble des avantages attendus de l'acquisition dans les délais prévus par la Société. D'autres facteurs, qui sont indépendants de la volonté de Fortis, pourraient aussi nuire à la réalisation de ces avantages. Si l'acquisition de UNS Energy n'est pas conclue comme prévu, la Société pourrait en subir des conséquences néfastes, y compris une perte de confiance de la part des investisseurs.

Un retard important dans l'obtention des approbations des organismes de réglementation ou l'imposition de modalités défavorables dans ces approbations pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la capacité de la Société de conclure l'acquisition, ainsi que sur les activités, la situation financière ou les résultats d'exploitation de la Société et de UNS Energy. Fortis a l'intention de conclure l'acquisition le plus tôt possible après avoir obtenu les approbations requises des actionnaires de UNS Energy et des organismes de réglementation, et après avoir satisfait aux autres conditions nécessaires à la conclusion de l'acquisition. L'incapacité de dégager les avantages prévus de l'acquisition de UNS Energy pourrait avoir une incidence sur le rendement financier de la Société, sur le cours de ses actions ordinaires et sur la capacité de Fortis de continuer à verser des dividendes sur ses actions ordinaires.

Aux fins du financement de l'acquisition, la Société a conclu un placement de débentures de 1,8 milliard \$ en janvier 2014 et a obtenu une lettre d'engagement sur des facilités de crédit à terme non renouvelables d'un montant global de 2 milliards \$. Pour plus de renseignements, voir la rubrique « Éléments importants » du présent rapport de gestion. L'engagement des prêteurs à accepter ces facilités de crédit dépend de certaines conditions normales, ce qui pourrait faire en sorte que certaines facilités deviennent indisponibles pour Fortis dans certaines situations. L'indisponibilité de ces facilités de crédit pourrait empêcher Fortis de conclure l'acquisition.

Si une tranche importante du versement final n'est pas payée par les porteurs de débentures et que la Société est incapable de réaliser rapidement les débentures affectées en garantie de l'obligation de payer le versement final, la Société ne disposera pas du produit qui en découlerait pour financer une partie du prix d'acquisition. Par conséquent, Fortis pourrait se voir obligée de tirer des fonds additionnels sur les facilités de crédit à terme non renouvelables de 2 milliards \$ et pourrait prendre plus de temps que prévu pour rembourser ces facilités. Cette situation pourrait avoir une incidence négative sur la structure du capital consolidée de Fortis jusqu'à ce que celle-ci rembourse en totalité les facilités de crédit.

Le défaut d'obtenir du financement suffisant à des modalités et un coût acceptables au moyen du placement, les facilités de crédit à terme non renouvelables de 2 milliards \$, les facilités de crédit confirmées disponibles de la Société ou tout autre financement à long terme pourraient entraîner des frais financiers supplémentaires, la fin de l'entente et du plan de fusion et l'incapacité de concrétiser certains ou l'ensemble des avantages attendus de l'acquisition.

## Rapport de gestion

Fortis est exposée au risque de change relativement à l'acquisition de UNS Energy puisque la contrepartie au comptant doit être versée en dollars américains, alors que les fonds mobilisés au moyen du placement des débentures, qui représenteront une tranche importante des fonds utilisés pour financer l'acquisition, sont en dollars canadiens. Par conséquent, les augmentations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien avant le paiement du versement final feront augmenter le prix d'acquisition converti en dollars canadiens, et ainsi, réduiront la proportion du prix d'acquisition ultimement obtenu par Fortis en vertu du placement de débentures. En outre, la monnaie de fonctionnement de UNS Energy est le dollar américain et après l'acquisition, les bénéfices et les flux de trésorerie consolidés de Fortis subiront encore plus l'incidence des fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. Pour plus de renseignements sur le risque de change, se reporter à la rubrique « Gestion des risques d'affaires – Instruments financiers dérivés et couvertures » du présent rapport de gestion.

En outre, Fortis prévoit engager certains coûts relativement à la conclusion de l'acquisition. Ces coûts seront composés en grande partie des dépenses ponctuelles et consisteront en frais de transaction liés à l'acquisition, y compris les coûts liés au financement et à l'obtention des approbations des organismes de réglementation. Des coûts additionnels non prévus pourraient être engagés en 2014 en lien avec l'acquisition.

**Risque de taux d'intérêt :** De façon générale, les RCP autorisés des entreprises nord-américaines de services publics réglementés sont exposés aux fluctuations des taux d'intérêt à long terme. Ces taux ont une incidence directe sur les RCP autorisés lorsqu'ils sont appliqués dans les mécanismes d'ajustement automatique du RCP au moyen d'une formule, ou une incidence indirecte dans le cadre d'un processus réglementaire établi ou négocié donnant lieu à un taux de rendement approprié, qui peut prendre en compte le niveau général des taux d'intérêt. Il règne une incertitude quant à la durée du contexte actuel de faibles taux d'intérêt et à l'incidence que cela pourrait avoir sur les RCP autorisés des entreprises de services publics réglementés de la Société. Une baisse importante des taux d'intérêt et son incidence sur les RCP autorisés pourraient avoir une incidence négative sur la situation financière et les résultats d'exploitation des entreprises de services publics réglementés de la Société. En cas de hausse des taux d'intérêt, le décalage de réglementation pourrait retarder l'augmentation du coût du capital qui en résulterait et du RCP autorisé.

La Société et ses filiales sont aussi exposées au risque de taux d'intérêt lié aux emprunts sur les facilités de crédit à taux variables et au refinancement de la dette à long terme. Pour les sociétés FortisBC Energy, les écarts entre les intérêts débiteurs et les prévisions aux fins d'établissement des tarifs relatives aux taux d'intérêt à court et à long terme et au moment de l'émission des titres de créance à long terme sont recouverts à même les tarifs futurs au moyen des mécanismes de report approuvés par les organismes de réglementation. Rien ne garantit que pareils mécanismes de report existeront dans l'avenir, ceux-ci étant tributaires de décisions et d'ordonnances réglementaires futures. Central Hudson dispose aussi d'approbations réglementaires pour reporter toute augmentation ou diminution des intérêts débiteurs due aux fluctuations des taux d'intérêt sur les facilités de crédit à taux variable aux fins de recouvrement auprès des clients ou de remboursement à ceux-ci à même les tarifs futurs. Dans les autres entreprises de services publics réglementés de la Société, si la date à laquelle les titres de créance à long terme sont émis et les taux d'intérêt qui s'y appliquent diffèrent de ceux prévus et approuvés dans les demandes de tarifs facturés à la clientèle, les intérêts débiteurs additionnels ou moins élevés sur la nouvelle dette à long terme ne sont pas recouverts auprès des clients ou ne leur sont pas remboursés à même les tarifs au cours de la période qui était couverte par les tarifs approuvés facturés à la clientèle. L'incapacité de transférer les intérêts débiteurs aux clients pourrait avoir une incidence négative importante sur les résultats d'exploitation et la situation financière des services publics.

Au 31 décembre 2013, environ 80 % de la dette à long terme consolidée de la Société, excluant les emprunts effectués sur les facilités de crédit confirmées à long terme, avaient 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 2013.

### Total de la dette

Au 31 décembre 2013	(en millions \$)	(%)
Emprunts à court terme	160	2,2
Facilités de crédit à taux variable utilisées classées comme dettes à long terme	313	4,2
Dette à long terme à taux variable (y compris la tranche à court terme)	51	0,7
Dette à long terme à taux fixe (y compris la tranche à court terme)	6 840	92,9
<b>Total</b>	<b>7 364</b>	<b>100,0</b>

En 2013, la Société et certaines de ses entreprises de services publics réglementés ont réalisé une émission de titres de créance à long terme à des taux s'échelonnant de 2,45 % à 5,08 % dont la durée variait de 5 à 30 ans, preuve de la capacité des entreprises de services publics de mobiliser du capital à long terme à des taux attractifs. Des renseignements additionnels sur les émissions de titres de créance à long terme consolidés de la Société sont présentés à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

Une variation des taux d'intérêt pourrait avoir une incidence importante sur l'évaluation et la présentation de la juste valeur de la dette à long terme. La juste valeur de la dette à long terme consolidée de la Société en cours au 31 décembre 2013 est présentée à la rubrique « Instruments financiers » du présent rapport de gestion.

**Risques liés à l'exploitation et à la maintenance :** Des tempêtes, des catastrophes naturelles, des guerres, des actes terroristes, une défaillance du matériel critique et d'autres catastrophes survenant à l'intérieur ou à l'extérieur des territoires de service des entreprises de services publics de la Société pourraient causer des interruptions de service entraînant une baisse du bénéfice ou des flux de trésorerie si la situation n'est pas résolue en temps opportun ou si les incidences financières de la remise en état ne sont pas couvertes par des polices d'assurance ou ne sont pas atténuées au moyen du recouvrement du tarif réglementé. Les sociétés FortisBC Energy et Central Hudson sont exposées à divers risques opérationnels, comme les fuites dans les pipelines, l'endommagement accidentel des canalisations et des conduites de branchement, la corrosion des tuyaux, la défaillance des pipelines ou du matériel, 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. 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. En outre, une partie importante de l'infrastructure des entreprises de services publics est située dans des régions éloignées, qui sont difficilement accessibles si ces actifs sont endommagés et nécessitent des travaux de maintenance et de réparation. Les centrales de FortisBC exploitent des installations sur des terrains éloignés et montagneux qui présentent des risques de pertes ou de dommages en cas de feux de forêt, d'inondations, d'emportements par les eaux, de glissements de terrain, d'avalanches et d'autres catastrophes naturelles. Les sociétés FortisBC Energy, FortisBC Electric et 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 assurance limitée qui couvre les pertes d'exploitation, la responsabilité civile et les dommages matériels. En cas de perte importante non assurée résultant de conditions climatiques rigoureuses, de catastrophes naturelles et d'autres événements indépendants de la volonté de l'entreprise de services publics, une demande devrait être soumise à l'organisme de réglementation visé afin de recouvrer ces coûts par une hausse des tarifs facturés aux clients et ainsi compenser la perte. Cependant, rien ne garantit que l'organisme de réglementation approuvera une telle demande, en partie ou en totalité. Se reporter à la rubrique « Gestion des risques d'affaires – Risque lié aux couvertures d'assurance » du présent rapport de gestion pour une analyse détaillée concernant l'assurance.

Les réseaux de gaz et d'électricité de la Société nécessitent de la maintenance, des améliorations et des remplacements continus. Les entreprises de services publics peuvent connaître des interruptions de service et une hausse de leurs coûts si elles n'arrivent pas à assurer la maintenance de leurs actifs. L'incapacité de recouvrer, à même les tarifs approuvés facturés aux clients, les dépenses jugées nécessaires par les entreprises de services publics pour voir à la maintenance, à l'amélioration, au remplacement et à l'enlèvement 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 de maintenance, pourraient avoir une incidence considérable sur la situation financière et les résultats d'exploitation des entreprises de services publics de la Société.

En général, les réseaux de gaz naturel et d'électricité des entreprises de services publics de la Société ont été conçus pour servir les clients selon diverses éventualités, conformément aux bonnes pratiques relatives aux services publics. Les entreprises de services publics sont responsables de l'exploitation et de la maintenance de leurs actifs de manière sécuritaire, ce qui comprend l'élaboration et l'application de normes, processus et directives appropriés pour assurer la sécurité des employés et des contractuels, ainsi que celle du public. Un manquement à cet égard pourrait miner la capacité des entreprises de services publics d'assurer la distribution, en toute sécurité, du gaz et de l'électricité, ce qui pourrait avoir une incidence importante sur leurs activités.

Les entreprises de services publics de la Société conçoivent constamment des programmes d'investissement et évaluent les dépenses d'exploitation et de maintenance 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 le matériel, les exigences réglementaires, les approbations des besoins en revenus et d'autres questions comportant 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 facturés à la clientèle. Toutefois, il est habituellement considéré comme probable que les coûts engagés de manière prudente pourront être recouverts dans les tarifs facturés à la clientèle. Cependant, l'incapacité des entreprises de services publics de recouvrer des coûts additionnels pourrait avoir une incidence défavorable importante sur leur situation financière et leurs résultats d'exploitation. Voir aussi la rubrique « Gestion des risques d'affaires – Risque lié à la réglementation » du présent rapport de gestion.

**Conjoncture économique :** Comme pour toute entreprise de services publics, la conjoncture économique, comme le taux de chômage, le revenu personnel disponible, les prix de l'énergie et les mises en chantier domiciliaires, dans les territoires servis par la Société influence les ventes d'énergie. Les sociétés FortisBC Energy sont aussi touchées par la tendance à la multiplication des mises en chantier d'immeubles d'habitations plutôt que de maisons unifamiliales, pour lesquels le choix du gaz naturel est moins courant. Le niveau des mises en chantier d'immeubles d'habitations continue de dépasser de beaucoup celui des maisons unifamiliales, ce qui pourrait ralentir la croissance des volumes de distribution de gaz.

Habituellement, la hausse des prix de l'énergie peut entraîner une baisse de la consommation. Néanmoins, les activités d'exploration et de production de gaz naturel et de pétrole brut dans certains territoires servis par la Société sont étroitement liées aux prix du gaz naturel et du pétrole brut. Le niveau de ces activités, qui tend à augmenter en fonction de la hausse des prix de l'énergie, peut avoir une incidence sur la demande d'énergie et réduire les ventes d'énergie locales dans certains territoires servis par la Société.

Une dégradation prolongée de la conjoncture économique amènerait probablement une baisse de la demande d'énergie après un certain temps, laquelle entraînerait une réduction des dépenses en immobilisations ce qui, en retour, aurait une incidence sur la base tarifaire et la croissance du bénéfice. 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 le rendement des entreprises de services publics, malgré les mesures réglementaires permettant de compenser la baisse de la demande. Outre l'incidence d'une baisse de la demande d'énergie, un repli prolongé de l'économie pourrait miner 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.

Le territoire de service de la Société dans la région des Caraïbes continue d'être touché par la conjoncture économique difficile malgré les modestes signes de reprise en 2013. Les actifs des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes représentent environ 5 % de l'actif total de la Société. L'activité dans les secteurs du tourisme, de l'immobilier et de la construction est étroitement liée à la conjoncture économique de la région, et les fluctuations de cette activité ont une incidence sur la demande d'électricité. Les ventes d'électricité des entreprises de services publics dans les Caraïbes et de Fortis Turks and Caicos devraient augmenter respectivement de 2 % et 5 % en 2014, reflétant l'achèvement de certains projets précis d'aménagement dans la région en 2014.

Fortis détient également des investissements dans des immeubles de bureaux d'affaires et de commerces de détail, et des propriétés hôtelières, ces actifs combinés représentant environ 4 % du total de l'actif de la Société. Les propriétés hôtelières, notamment, sont exposées aux risques opérationnels liés aux fluctuations du secteur et à la conjoncture économique locale. Le secteur canadien de l'hôtellerie continue de se remettre du ralentissement économique, mais très lentement. Environ 58 % du bénéfice d'exploitation de Fortis Properties a été tiré des investissements hôteliers en 2013 (57 % en 2012). On estime qu'une baisse de 10 % des produits de la division de l'hôtellerie de Fortis Properties diminuerait le résultat de base annuel par action ordinaire de Fortis d'environ 2 cents. Le secteur immobilier commercial canadien est demeuré stable en 2013. Pour les cinq prochains exercices, l'échelonnement des baux immobiliers de Fortis Properties devrait occasionner un taux de renouvellement d'environ 12 % par année en moyenne. La croissance prévue au sein de la division de l'immobilier découlera de l'accroissement des taux à St. John's attribuable à la solidité des conditions de marché et à l'achèvement prévu d'un nouvel immeuble de bureaux à St. John's au milieu de 2014.

**Risque lié à la situation de trésorerie et aux sources de financement :** La situation financière de la Société pourrait s'en ressentir si elle, ou ses grandes filiales, ne réussissait pas à obtenir un financement suffisant et à coût avantageux pour, entre autres, financer les dépenses en immobilisations et rembourser la dette arrivant à échéance. 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, le contexte de réglementation dans lequel les entreprises de services publics exercent leurs activités et la nature des décisions réglementaires relatives à la structure du capital et au RCP autorisé, 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, pourraient ne pas suffire à rembourser la totalité du passif à mesure des échéances et les dépenses en immobilisations projetées. Rien ne garantit que des capitaux suffisants continueront d'être disponibles à des conditions acceptables pour financer les dépenses en immobilisations et rembourser la dette existante.

Les échéances consolidées de la dette à long terme en 2014 devraient totaliser 780 millions \$. La capacité d'effectuer les remboursements de la dette à long terme à l'échéance dépend de l'obtention par la Société et ses filiales d'un financement suffisant et économique. La Société et ses entreprises de services publics ont réussi à mobiliser des capitaux à long terme à des taux raisonnables. Les activités sur les marchés financiers et des capitaux à l'échelle mondiale pourraient influencer sur les coûts de mobilisation de capital à long terme par la Société et ses filiales et sur le moment des émissions. Bien que les coûts de mobilisation de capitaux futurs puissent augmenter, la Société et ses filiales prévoient continuer d'avoir un accès raisonnable à du capital à court et à moyen terme.

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. Au 31 décembre 2013, Fortis disposait de facilités de crédit consolidées d'environ 2,7 milliards \$, dont la majeure partie, soit 2,6 milliards \$, est constituée de facilités confirmées dont les échéances s'échelonnent de 2014 à 2018. Une tranche d'environ 2,2 milliards \$ des facilités de crédit consolidées était inutilisée au 31 décembre 2013. Au 31 décembre 2013, environ 215 millions \$ avaient été empruntés sur la facilité de crédit confirmée de la Société. En janvier 2014, après la conclusion du placement de débentures lié à l'acquisition proposée de UNS Energy, Fortis a convenu que, d'ici à ce que les débentures soient remboursées ou jusqu'à ce que la date du versement final soit survenue, la Société maintiendra à tout moment la disponibilité, aux termes de sa facilité de crédit renouvelable de 1 milliard \$, d'un montant d'au moins 600 millions \$, pour couvrir le montant en capital du premier remboursement des débentures dans l'éventualité d'un rachat obligatoire.

Le coût des facilités de crédit renouvelées et prorogées pourrait augmenter dans l'avenir. Par contre, la hausse des intérêts débiteurs et des frais ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les résultats financiers consolidés de la Société en 2014. En raison de la nature réglementée des entreprises de services publics, tout changement prévu de leurs coûts d'emprunt peut être pris en compte dans les tarifs facturés à la clientèle. En 2013, diverses facilités de crédit ont été renégociées et modifiées, entraînant le report des échéances à des dates futures. Les nouvelles conventions contiennent essentiellement les mêmes modalités que les conventions précédentes.

De façon générale, la Société et ses entreprises de services publics réglementés actuellement notées sont exposées à un risque financier du fait des modifications qui pourraient être apportées aux notes de crédit qui leur ont été attribuées par les agences de notation. Les notes de crédit 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. Une modification des notes pourrait avoir une incidence sur l'accès aux diverses sources de capitaux et entraîner une hausse ou une baisse des frais financiers de la Société et de ses entreprises de services publics. Fortis et ses entreprises de services publics réglementés ne prévoient pas que les agences de notation procéderont à des décotes importantes à court terme.

En 2013, les modifications suivantes ont touché les notes de crédit des entreprises de services publics de la Société. En février 2013, S&P a relevé la note de crédit de la dette de Maritime Electric, la portant de « A- stable » à « A stable ». En juin 2013, Moody's Investors Service (« Moody's ») a confirmé les notes de crédit à long terme de FHI, FEI, FEVI et FortisBC Electric, et a modifié les perspectives connexes, les portant de stables à négatives. En juillet 2013, Fitch Ratings et Moody's ont confirmé leur note de crédit de la dette de Central Hudson, soit respectivement « A stable » et « A3 stable », et S&P a aussi confirmé la note de crédit de la dette de la société, soit « A », et a retiré la note de « sous surveillance avec perspective négative ». En décembre 2013, après l'annonce par Fortis de la conclusion d'une entente visant à faire l'acquisition de UNS Energy, DBRS a mis sous surveillance la note de crédit de la Société avec une mention de perspective évolutive. De la même façon, S&P a révisé sa perspective à l'égard de la Société, de FortisAlberta, de Maritime Electric et de Caribbean Utilities, la faisant passer de stable à négative. En janvier 2014, Moody's a fait passer la note de crédit de Central Hudson de « A3 » à « A2 » avec une perspective stable, reflétant un point de vue plus favorable du soutien au crédit relatif du contexte réglementaire américain. En février 2014, DBRS a confirmé la note de crédit de FortisAlberta, soit de « A (faible) », et a modifié la perspective la faisant passer de stable à positive, rendant ainsi compte des solides données financières de la société.

Des renseignements additionnels sur les facilités de crédit consolidées, les obligations contractuelles, y compris les échéances et les remboursements de la dette à long terme, et les besoins consolidés en flux de trésorerie de la Société sont présentés à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

**Expropriation de la participation dans Belize Electricity :** Le 20 juin 2011, le gouvernement du Belize a adopté en une journée l'*Electricity (Amendment) Act 2011* (« loi sur l'acquisition ») et l'*Electricity (Assumption of Control over Belize Electricity Limited) Order 2011* (« décret sur l'acquisition »), afin d'exproprier la participation majoritaire de la Société dans Belize Electricity, mais n'a exproprié aucune des participations minoritaires, lesquelles continuent d'être détenues par le Social Security Board of Belize et des résidents béliziens. L'argument de bien du public visé par la loi sur l'acquisition, utilisé comme fondement à la décision d'exproprier Belize Electricity, était de « maintenir un approvisionnement ininterrompu et fiable d'électricité au public ». La Société a protesté qu'aucun risque d'interruption de service ou de manque de fiabilité de l'approvisionnement n'existait au moment de l'expropriation et, bien que Belize Electricity ait éprouvé des difficultés financières en 2011, celles-ci étaient causées par le gouvernement du Belize qui, par conséquent, ne peut prendre prétexte d'une situation qu'il a lui-même créée pour justifier l'expropriation de Belize Electricity.

Quatre jours après l'expropriation de l'investissement de la Société dans Belize Electricity, la Cour d'appel du Belize a jugé inconstitutionnelle et sans effet une semblable expropriation en 2009 du contrôle de Belize Telemedia Limited (« Belize Telemedia »), société ouverte de services de télécommunications au Belize. Plutôt que d'accepter la décision et de la porter en appel, le gouvernement du Belize a mis en vigueur une loi d'expropriation dans sa version révisée afin de conserver le contrôle de Belize Telemedia et a proposé au même moment un amendement à la constitution, dont l'effet présumé visait à : i) déclarer propriété du gouvernement du Belize trois fournisseurs de services publics expressément désignés, y compris Belize Electricity et Belize Telemedia; ii) considérer l'expropriation de Belize Electricity et la seconde expropriation de Belize Telemedia comme ayant été faites pour le bien public; et iii) priver les tribunaux de leur compétence de réviser les expropriations faites par le gouvernement du Belize.

Le 21 octobre 2011, Fortis a déposé auprès de la Cour Suprême du Belize un recours en contestation de l'expropriation par le gouvernement du Belize de l'investissement de la Société dans Belize Electricity fondée sur la loi sur l'acquisition et le décret sur l'acquisition (« recours n° 673 de 2011 »). Le 25 octobre 2011, le *Belize Constitution (Eighth Amendment) Act 2011* (« huitième amendement ») a été promulgué pour valider l'expropriation par le gouvernement du Belize de Belize Electricity et de Belize Telemedia et la protéger des recours. En raison de ce qui précède, Fortis a modifié par la suite son recours n° 673 de 2011 pour contester également la constitutionnalité du huitième amendement.

Le 11 juin 2012, la division de première instance de la Cour suprême du Belize a rendu son jugement à l'égard des recours *British Caribbean Bank Limited v Attorney General et al* (« recours n° 597 de 2011 ») et *Dean Boyce v Attorney General et al* (« recours n° 646 de 2011 ») (collectivement « le jugement Telemedia ») institués à l'encontre de ladite seconde expropriation de Belize Telemedia. La Cour a établi que la seconde expropriation des biens des appelantes par le gouvernement du Belize contestée dans ces recours était inconstitutionnelle, nulle et sans effet. Le juge a déterminé qu'une grande partie du huitième amendement était invalide, mais a conclu qu'il pouvait exclure des parties des articles 143 et 144 du huitième amendement qui confèrent au gouvernement du Belize la propriété des entreprises de services publics désignées, de telle sorte qu'il ne pouvait dessaisir le gouvernement du contrôle de Belize Telemedia. Le juge a ainsi déterminé qu'en vertu de la constitution du Belize, la demande de réparation des appelantes était rejetée.

L'audience du recours n° 673 de 2011 de la Société a eu lieu le 2 juillet 2012 devant le même juge qui avait rendu le jugement Telemedia. Le juge a conclu être lié par les raisons qu'il avait exposées dans le jugement Telemedia et a rejeté le recours n° 673 de 2011 de la Société au motif que les parties exclues du huitième amendement empêchaient le dessaisissement du gouvernement du Belize de la propriété et du contrôle de Belize Electricity, nonobstant la loi sur l'acquisition et le décret sur l'acquisition, lesquels sont pratiquement identiques aux dispositions de l'expropriation de 2009 de Belize Telemedia qui ont été invalidées par la Cour d'appel du Belize. Le juge a par conséquent rejeté la demande de réparation de Fortis.

Le 5 juillet 2012, Fortis a interjeté appel du jugement rendu le 2 juillet 2012 par la cour de première instance auprès de la Cour d'appel du Belize. La Cour d'appel du Belize a reçu une demande pour que l'appel de la Société soit regroupé avec l'appel et le contre-appel du jugement Telemedia et a donné instruction que les appels soient entendus de façon accélérée dès le 8 octobre 2012.

Dans son appel, Fortis prétend que la loi sur l'acquisition viole la constitution du Belize et devrait être invalidée pour les raisons suivantes : i) la loi sur l'acquisition ne définit ni les principes ni la façon pour déterminer un dédommagement raisonnable dans un délai raisonnable; ii) la loi sur l'acquisition ne prévoit pas un droit de recours aux tribunaux du Belize afin de faire respecter un droit à dédommagement; et iii) certains articles de la loi sur l'acquisition enfreignent certains articles de la constitution du Belize. Fortis prétend également que le décret sur l'acquisition viole les droits constitutionnels de la Société et devrait être invalidé pour les raisons suivantes : i) il est disproportionné; ii) l'expropriation de Belize Electricity par le gouvernement du Belize est arbitraire puisque le gouvernement du Belize n'a pas fait l'acquisition des participations minoritaires dans Belize Electricity détenues par le Social Security Board ou des résidents béliziens, violant ainsi la constitution du Belize; et iii) le droit d'être entendu par le ministre des Entreprises de services publics du Belize n'a pas été accordé à Fortis avant que son bien ne soit acquis par la contrainte par le gouvernement du Belize. Fortis allègue également que les parties maintenues des articles 143 et 144 du huitième amendement sont tout aussi invalides et que leur maintien n'aurait pas dû empêcher d'accorder la réparation demandée par Fortis pour plusieurs raisons, y compris le fait que lesdites dispositions sont sans effet puisqu'elles : a) privent les tribunaux du Belize de leur compétence de mener les enquêtes obligatoires prévues par la constitution pour déterminer l'intérêt ou le droit d'une personne relativement à un bien acquis par la contrainte, peu importe que son acquisition soit pour le bien public, ainsi que le montant du dédommagement auquel une personne a droit et le respect du droit de la personne à un tel dédommagement; b) ne respectent pas le principe de l'égalité devant la loi et de la primauté du droit; et c) ne peuvent pas à elles seules traduire l'intention de la législature du gouvernement du Belize et sont inextricablement liées aux dispositions législatives jugées inconstitutionnelles par le jugement Telemedia.

L'audition de l'appel regroupé a eu lieu du 8 octobre au 10 octobre 2012. Toutefois, comme un des juges d'appel faisait l'objet d'une plainte devant le conseil de la magistrature du Belize par une partie au jugement Telemedia, la récusation de ce juge a été demandée, mais a été rejetée par la suite par la majorité des juges de l'appel. En décembre 2012, la Caribbean Court of Justice (« CCJ ») a examiné une demande d'autorisation spéciale d'appeler de la décision majoritaire susmentionnée de rejeter la récusation du juge en question. Pendant la présentation du mémoire de la demande d'autorisation d'appel, la CCJ a consenti à ce que la décision de ne pas récuser le juge devienne un motif d'appeler du jugement de la Cour d'appel du Belize, de sorte que la demande d'autorisation spéciale d'appel a été retirée par les demandeurs.

L'avocat du gouvernement du Belize a admis au cours de l'audience de l'appel regroupé en octobre 2012 que la loi sur l'acquisition et le décret sur l'acquisition étaient contraires aux lois actuellement en vigueur au Belize, du fait de la décision de la Cour d'appel du Belize sur l'expropriation de Belize Telemedia en 2009, mais que les dispositions maintenues du huitième amendement s'opposaient à la restitution à Fortis du contrôle de Belize Electricity. La décision de la Cour d'appel du Belize est attendue. Toute décision de la Cour d'appel du Belize peut être portée en appel à la CCJ, la plus haute cour d'appel pouvant être saisie des jugements rendus au Belize.

Compte tenu de la privation du contrôle sur les activités de l'entreprise, la Société a cessé de comptabiliser les résultats financiers de Belize Electricity selon la méthode de la consolidation, en date du 20 juin 2011, et a classé la valeur comptable, y compris l'effet de change, de son investissement exproprié à titre d'autre actif à long terme dans le bilan consolidé. Au 31 décembre 2013, l'autre actif à long terme, y compris les écarts de conversion, s'élevait à 108 millions \$ (104 millions \$ au 31 décembre 2012). Fortis a commandé une évaluation indépendante de son investissement exproprié et a soumis sa demande de dédommagement au gouvernement du Belize en novembre 2011. La valeur comptable de l'autre actif à long terme était inférieure à la juste valeur à la date de l'expropriation selon les experts indépendants. Le gouvernement du Belize a également commandé une évaluation de Belize Electricity, qui est considérablement plus basse que la juste valeur déterminée selon l'évaluation de la Société et la valeur comptable de l'autre actif à long terme. Bien que Fortis et les représentants et les conseillers indépendants du gouvernement du Belize aient discuté en 2012 des différences entre les hypothèses utilisées pour les évaluations, aucune discussion n'a porté sur le montant d'un quelconque dédommagement.

Fortis croit que son appel, jugé devant les cours du Belize, est solide et appuie l'inconstitutionnalité de l'expropriation. Il existe toutefois une possibilité que l'issue du litige soit défavorable à la Société et que le montant du dédommagement qui sera par ailleurs versé à Fortis selon les lois régissant l'expropriation de Belize Electricity soit inférieur à la valeur comptable de l'investissement exproprié dans Belize Electricity. Si l'expropriation est jugée inconstitutionnelle, la nature du dédommagement qui pourrait être accordé à Fortis ne peut être établie à l'heure actuelle. Il pourrait s'agir par exemple : i) de l'ordonnance de rendre les actions à Fortis et/ou de verser des dommages-intérêts; ou ii) de l'ordonnance d'un dédommagement à verser à Fortis en raison de l'inconstitutionnalité de l'expropriation de son investissement et/ou de l'octroi de dommages-intérêts. D'après les informations disponibles actuellement, l'actif à long terme de 108 millions \$ n'est pas réputé avoir subi de dépréciation au 31 décembre 2013. Fortis continuera de le soumettre à un test de dépréciation à chaque période financière, d'après son appréciation de l'issue des procédures judiciaires ou du règlement négocié d'un dédommagement. En plus de la contestation constitutionnelle liée à l'expropriation, Fortis est également à la recherche d'autres options pour obtenir un dédommagement équitable, y compris un dédommagement en vertu du traité bilatéral d'investissement entre le Belize et le Royaume-Uni.

Fortis continue de contrôler et de consolider les états financiers de BECOL, filiale de production hydroélectrique non réglementée détenue en propriété exclusive indirecte par la Société au Belize. Au 28 février 2014, Belize Electricity avait des comptes en souffrance de 1 million \$ US envers BECOL dans le cadre de contrats d'achats d'énergie. Conformément à des accords de longue date, le gouvernement du Belize garantit le paiement des obligations de Belize Electricity envers BECOL.

**Risques liés aux technologies de l'information et à la cybersécurité :** 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 technologies de l'information complexes qui procurent un soutien à l'exploitation des installations de production et de transport et distribution, y compris l'infrastructure de communication et les systèmes connexes qui sont nécessaires à la communication de renseignements importants sur la sécurité des appareils mobiles au personnel sur le terrain ainsi que d'informations sur la facturation, la consommation et la gestion de la charge aux clients, le cas échéant, et qui appuient les volets financier et général de l'exploitation de l'entreprise. Bien que diverses mesures de protection des systèmes d'information contre les incidents liés à la cybersécurité aient été mises en place par les entreprises de services publics, rien ne garantit que ces incidents ne surviendront pas.

Les menaces à la cybersécurité changent continuellement et exigent des capacités de surveillance et de détection continues. L'accès non autorisé aux systèmes de la Société et aux systèmes informatiques par suite de piratage, de virus ou autres pourrait entraîner des interruptions de service et des pannes de système, ce qui pourrait avoir une incidence négative importante sur les entreprises de services publics, comme l'incapacité de fournir l'énergie aux clients. De plus, dans le cours normal des activités, les entreprises de services publics de la Société et les filiales non réglementées doivent avoir accès aux données confidentielles des clients, notamment les renseignements personnels et les renseignements sur le crédit, qui pourraient être non protégés en cas d'incident lié à la cybersécurité.

Les filiales de la Société ont mis en place des mesures de sécurité et des contrôles pour protéger les systèmes de la Société et les systèmes informatiques et préserver la confidentialité des renseignements sur les clients. Malgré la présence de ces mesures et de ces contrôles, un incident lié à la cybersécurité pourrait entraîner des interruptions de service, des dommages à la propriété, une corruption des données ou un accès non autorisé à des données essentielles ou à des renseignements confidentiels sur les clients, une diminution du bénéfice ou des flux de trésorerie, des amendes ou autres pénalités, une atteinte à la réputation et une hausse des coûts liés à la réglementation et aux litiges, éléments qui pourraient tous avoir une incidence sur les résultats d'exploitation de la Société si la situation n'était pas réglée en temps opportun ou si l'incidence financière n'était pas atténuée par des polices d'assurance ou, dans le cas des entreprises de services publics, par des recouvrements réglementés.

**Risque lié aux dépassements de coûts, à l'achèvement et au financement des projets d'investissement dans les activités non réglementées de la Société :** Dans ses activités non réglementées, Fortis assume généralement le risque lié aux dépassements de coûts des projets d'investissement, y compris les hausses de coûts associées à une charge de financement accrue, à des retards par rapport au calendrier et à un rendement moins élevé que prévu. Lorsqu'ils sont engagés de manière prudente par les entreprises de services publics réglementés, ces dépassements de coûts peuvent habituellement être recouverts dans les tarifs facturés à la clientèle à titre d'élément du coût du service. Le risque lié aux dépassements de coûts est atténué par une approche contractuelle, une surveillance régulière et proactive des projets par des employés ayant des connaissances spécialisées et un examen régulier par la haute direction. Des dépassements de coûts et des retards dans l'achèvement de projets peuvent aussi se produire si des circonstances imprévues surviennent. Les travaux de construction de la centrale non réglementée Expansion Waneta se poursuivent selon l'échéancier et le budget prévus et devraient être terminés au printemps 2015.

**Risque lié aux conditions climatiques et au 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 ne garantit qu'ils parviendront à y résister en toutes circonstances. Certaines des entreprises de services publics réglementés de la Société, notamment les sociétés FortisBC Energy, FortisBC Electric, Central Hudson et Newfoundland Power, ont mis en œuvre des mécanismes de report approuvés par les organismes de réglementation afin d'atténuer l'incidence sur les bénéfices de la volatilité qui serait autrement attribuable aux variations des conditions climatiques. L'absence des mécanismes de report approuvés par les organismes de réglementation susmentionnés pourrait avoir une incidence négative sur les résultats d'exploitation et la situation financière des entreprises de services publics.

Pour les sociétés FortisBC Energy et Central Hudson, 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 domestique de la clientèle résidentielle. Du fait des tendances de la consommation de gaz, les entreprises de services publics de gaz génèrent habituellement un bénéfice trimestriel qui varie selon les saisons et pourrait ne pas refléter le bénéfice annuel. Le bénéfice des entreprises de services publics de gaz est plus élevé au cours des premier et quatrième trimestres.

Les fluctuations de la quantité d'électricité utilisée par les clients peuvent varier considérablement en réponse aux changements saisonniers du climat. Au Canada et dans l'État de New York, les étés frais peuvent faire baisser la demande de climatisation, tandis que les hivers doux entraînent une baisse de la demande de chauffage électrique. Dans les Caraïbes, l'incidence des conditions climatiques saisonnières sur la demande de climatisation est moins importante en raison des variations saisonnières moins prononcées dans cette région; toutefois, des températures plus élevées ou moins élevées que la normale peuvent avoir une incidence importante sur la demande de climatisation. Des variations importantes de la demande d'électricité liée aux conditions climatiques pourraient avoir une grande incidence sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation des entreprises de services publics d'électricité.

Des conditions climatiques extrêmes pourraient pousser les autorités gouvernementales à rajuster les débits d'eau sur la rivière Kootenay, où se trouvent les barrages et installations connexes de FortisBC Electric, afin de protéger l'environnement. Ce rajustement pourrait avoir une incidence sur la quantité d'eau disponible pour la production aux centrales de FortisBC Electric ou aux centrales exploitées par des sous-traitants chargés de fournir de l'énergie à FortisBC Electric. L'admissibilité de FortisBC Electric aux droits énergétiques et de capacité prévus aux termes de l'accord relatif à la centrale Canal pourrait être réduite si, dans l'avenir, des changements climatiques entraînaient une baisse importante et soutenue des précipitations sur les eaux en amont du bassin de la rivière Kootenay. Pour avoir une incidence sur les droits énergétiques et de capacité, de tels changements devraient vraisemblablement se manifester pendant une longue période.

Malgré cette préparation aux rigueurs climatiques, les ouragans et d'autres catastrophes naturelles constitueront toujours un risque pour les entreprises de services publics. Toutefois, les changements climatiques peuvent avoir comme effet d'accroître la gravité et la fréquence des catastrophes naturelles qui pourraient toucher les territoires servis par la Société.

Les actifs et les bénéficiaires de Caribbean Utilities, de Fortis Turks and Caicos et, dans une moindre mesure, de Central Hudson, de Newfoundland Power et de Maritime Electric, sont exposés à un risque d'ouragan. Les entreprises de services publics de la Société peuvent aussi être exposées à des conditions climatiques extrêmes, y compris les tempêtes de verglas, de vent et de neige. Les risques climatiques sont gérés au moyen d'une assurance pour les actifs de production, d'une assurance pour interruption des affaires et d'une auto-assurance pour les actifs de transport et de distribution. En vertu de sa licence de transport et de distribution, Caribbean Utilities peut demander d'imposer un tarif additionnel spécial à ses clients en cas de catastrophe tel qu'un ouragan. Bien que Fortis Turks and Caicos ne dispose pas d'un mécanisme particulier de recouvrement des coûts en cas d'ouragan, la société peut demander une augmentation des tarifs l'année suivante si son RAB réel est moins élevé que son RAB autorisé en raison de coûts additionnels attribuables à un ouragan ou à tout autre phénomène climatique important. Central Hudson peut demander le traitement en compte de report des coûts de remise en état marginaux relatifs aux tempêtes, demandes que la PSC a généralement approuvées. Pour être admissibles au report, les coûts relatifs aux tempêtes doivent satisfaire à certains critères énoncés par la PSC. Dans la plupart des cas, les autres entreprises de services publics réglementés de la Société peuvent déposer des demandes auprès de leur organisme de réglementation respectif pour obtenir un dédommagement pour leurs principales dépenses incontrôlables, y compris les dépenses liées aux phénomènes climatiques importants.

Le bénéfice tiré des actifs de production non réglementés est sensible aux niveaux des précipitations. L'Expansion Waneta sera incluse dans l'accord relatif à la centrale Canal et sera admissible aux droits énergétiques fixes et aux droits de capacité selon le débit d'eau moyen à long terme, ce qui réduira beaucoup le risque hydrologique associé à la production hydroélectrique.

**Risque lié au prix des marchandises :** Les sociétés FortisBC Energy sont exposées au risque lié au prix des marchandises en raison des variations du prix du marché du gaz naturel. Central Hudson est exposée au risque lié au prix des marchandises associé aux variations du prix du marché de l'électricité et du gaz naturel. L'utilisation des mécanismes de report approuvés par les organismes de réglementation pour transférer le coût du gaz naturel et de l'électricité dans les tarifs facturés aux clients sert à atténuer l'effet sur le bénéfice de la volatilité du prix des marchandises. Ce risque a aussi été réduit en concluant des contrats dérivés sur gaz naturel et des contrats dérivés sur électricité qui permettent de bloquer efficacement respectivement le prix d'achat du gaz naturel et le prix d'achat de l'électricité. Les sociétés FortisBC Energy ont recours à différentes stratégies de gestion du risque lié au prix pour réduire l'exposition des tarifs facturés aux clients à la volatilité des prix du gaz naturel. Toutefois, à la demande de la BCUC, les sociétés FortisBC Energy avaient mis fin à la plupart des activités de couverture, les couvertures actuellement en place étant maintenues jusqu'à leur expiration. L'absence de couvertures se traduit par une exposition accrue des clients à la volatilité des prix du marché. Central Hudson emploie les swaps sur électricité et les dérivés sur gaz naturel afin d'atténuer la volatilité des prix des marchandises pour ses clients de services complets, en fixant le prix d'achat effectif pour ces marchandises. L'absence de mécanisme de couverture dans l'avenir pourrait se traduire par une exposition accrue des clients à la volatilité des prix du marché.

Certaines 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 d'utiliser 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 l'avenir. De plus, une augmentation marquée et prolongée de ces prix pourrait avoir une forte incidence sur les sociétés FortisBC Energy et Central Hudson, malgré les mesures réglementaires compensatoires en cas de variation de ces prix. L'incapacité des entreprises de services publics réglementés de transférer la totalité du coût du gaz naturel, du combustible ou de l'électricité achetée pourrait avoir une incidence négative importante sur les résultats d'exploitation et la situation financière 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 combustible, de l'électricité et du gaz naturel. La Société ne détient ni n'émet d'instruments dérivés à des fins de transaction et limite généralement l'utilisation des instruments dérivés à ceux qui peuvent servir de couvertures comptables ou économiques. Au 31 décembre 2013, les instruments dérivés de la Société étaient principalement composés de swaps sur électricité, de swaps et de contrats d'options sur gaz ainsi que de primes liées aux contrats d'achat de gaz.

L'évaluation à la valeur de marché est le traitement comptable par défaut pour tous les instruments dérivés à moins qu'ils ne soient admissibles et désignés pour l'une des méthodes comptables facultatives. L'évaluation à la valeur de marché nécessite que l'instrument dérivé soit comptabilisé à la juste valeur et que les variations de la juste valeur soient comptabilisées en résultat.

Les swaps sur électricité sont détenus par Central Hudson. Les swaps et les contrats d'options sur gaz et les primes liées aux contrats d'achat de gaz sont détenus par les sociétés FortisBC Energy et Central Hudson. La différence entre le montant comptabilisé au moment de la variation de la juste valeur d'un instrument financier dérivé et le montant recouvré auprès des clients dans les tarifs courants est assujettie au traitement en compte de report réglementaire, afin qu'elle soit recouvrée auprès des clients ou remboursée aux clients dans les tarifs futurs.

Le bénéfice que la Société tire des filiales étrangères 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 au niveau du siège social. Le gain ou la perte de change à la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars américains contrebalance partiellement le gain ou la perte de change à la conversion du bénéfice des filiales étrangères de la Société, qui est libellé en dollars américains. La monnaie de présentation des états financiers de Central Hudson, Caribbean Utilities, Fortis Turks and Caicos, BECOL, FortisUS Energy et Griffith est le dollar américain.

Au 31 décembre 2013, la dette à long terme de 1 033 millions \$ US (557 millions \$ US au 31 décembre 2012) de la Société était désignée comme couverture efficace des investissements nets de la Société dans des établissements étrangers. Au 31 décembre 2013, la Société avait des investissements nets dans des établissements étrangers d'environ 560 millions \$ US (17 millions \$ US au 31 décembre 2012) non encore couverts. L'acquisition de CH Energy Group a eu une incidence importante sur la dette à long terme libellée en dollars américains et les investissements nets dans des établissements étrangers de la Société au 31 décembre 2013. Les variations des taux de change liées à la conversion des emprunts en dollars américains faits par la Société et désignés comme couvertures efficaces sont comptabilisés 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 filiales étrangères, qui sont aussi comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu.

Avec prise d'effet le 20 juin 2011, l'actif de la Société associé à son investissement exproprié dans Belize Electricity n'est plus admissible à la comptabilité de couverture étant donné que Belize Electricity n'est plus une filiale étrangère de Fortis. Par conséquent, les gains et les pertes de change à la conversion de l'autre actif à long terme associé à Belize Electricity sont comptabilisés en résultat. En 2013, la Société a comptabilisé en résultat un gain de change d'environ 6 millions \$ (une perte de change d'environ 2 millions \$ en 2012).

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 1,00 \$ US = 1,0636 \$ CA au 31 décembre 2013 se traduirait par une variation correspondante à la hausse ou à la baisse du résultat de base par action ordinaire de Fortis d'environ 1 cent en 2014, compte non tenu de l'incidence de l'acquisition imminente de UNS Energy.

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, 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 de contrepartie :** Les sociétés FortisBC Energy et Central Hudson sont exposées à un risque de crédit en cas de défaut des contreparties à leurs instruments financiers dérivés. Les sociétés FortisBC Energy et Central Hudson traitent avec des institutions très solvables, conformément aux pratiques établies en matière d'approbation de crédit. Aucune contrepartie de ces sociétés ne s'est trouvée en situation de défaut à leur égard en 2013, et ces sociétés ne s'attendent pas à ce qu'une contrepartie manque à ses obligations.

FortisAlberta fait face à une concentration du risque de crédit, ses services de distribution étant facturés à un groupe relativement restreint de détaillants. Comme l'exige la réglementation, FortisAlberta réduit au minimum son exposition brute liée à la facturation des détaillants en obtenant de la part de ces derniers soit un dépôt au comptant, une caution, une lettre de crédit ou une note 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 est de première qualité.

**Caractère concurrentiel du gaz naturel :** Avant 2000, le gaz naturel était offert à un prix concurrentiel avantageux par rapport à celui d'autres sources d'énergie en Colombie-Britannique. Cependant, étant donné que les prix de l'électricité en Colombie-Britannique étaient, pour l'essentiel, fixés en fonction du coût de production moyen historique (notamment en ce qui concerne la production hydroélectrique), et non selon les forces du marché, l'avantage concurrentiel du gaz naturel s'est considérablement érodé dans la décennie qui a suivi. Récemment, les tarifs d'électricité en Colombie-Britannique ont subi des pressions à la hausse attribuables aux nouveaux investissements requis dans les secteurs de la production et du transport d'électricité. De plus, l'offre croissante de gaz naturel en Amérique du Nord, provenant notamment de la production de gaz de schiste, a fait baisser le prix du gaz naturel. Ces facteurs ont permis d'améliorer la compétitivité du gaz naturel sur une base opérationnelle. Néanmoins, les écarts entre les coûts en capital initiaux des chauffe-eau et des systèmes de chauffage résidentiel au gaz naturel et ceux à l'électricité posent un défi pour la compétitivité du gaz naturel sur le plan de la capitalisation du coût entier. À plus long terme, l'augmentation moins considérable de la production de gaz naturel imputable aux faibles prix du marché, la demande accrue attribuable à la croissance du secteur industriel, la mise hors service de centrales alimentées au charbon et le potentiel d'exportation de GNL pourraient entraîner une hausse importante des prix du gaz sur le marché et une volatilité des prix. Ces facteurs pourraient avoir une incidence sur la compétitivité du gaz naturel à plus long terme.

Les politiques gouvernementales se sont également répercutées sur le caractère concurrentiel du gaz naturel et sur la manière dont ses avantages sont perçus en Colombie-Britannique. En 2008, le gouvernement de la Colombie-Britannique a apporté des modifications à sa politique énergétique, y compris des cibles de réduction des émissions de GES et une taxe à la consommation sur les combustibles à base de carbone. Il n'a toutefois pas instauré une taxe sur les émissions carboniques de l'électricité importée issue de la combustion de combustibles à base de carbone. Ces modifications à la politique énergétique pourraient avoir une incidence considérable sur la compétitivité du gaz naturel par rapport aux sources d'énergie autres qu'à base de carbone ou aux autres sources d'énergie.

Il existe d'autres enjeux concurrentiels qui se répercutent sur le choix du gaz naturel parmi les nouvelles offres rattachées aux habitations tels que les attributs écologiques de la source d'énergie et le type de logements construits. Ces dernières années, les sociétés FortisBC Energy ont vu le pourcentage de maisons neuves utilisant le gaz naturel baisser par rapport au nombre total d'habitations construites à l'échelle de la Colombie-Britannique.

Dans l'avenir, si le gaz naturel devenait moins concurrentiel en raison de la tarification ou d'autres facteurs, la capacité des sociétés FortisBC Energy 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 remplacent leur chaudière, leur chauffe-eau et d'autres appareils. Les conditions énoncées précédemment pourraient entraîner un accroissement des tarifs facturés à la clientèle et, au pire, pourraient en fin de compte empêcher les sociétés FortisBC Energy de recouvrer entièrement le coût du service dans les tarifs facturés aux clients.

Voir aussi les rubriques « Gestion des risques d'affaires – Risques liés à FEVI » et « Risques environnementaux » du présent rapport de gestion.

**Approvisionnement en gaz naturel, en combustible et en électricité :** Les sociétés FortisBC Energy dépendent d'un nombre limité de fournisseurs de pipelines et de services de stockage, particulièrement dans les territoires de service du Lower Mainland, de l'intérieur et de l'île de Vancouver. Les prix ont parfois été plus élevés sur ce marché régional, notamment dans le carrefour commercial de Sumas, qu'ailleurs en Amérique du Nord en raison des périodes de pointe hivernales, au cours desquelles les ressources de stockage et de transport par pipeline ne suffisent pas à répondre à la demande de gaz naturel en Colombie-Britannique et dans la région du Pacific Northwest des États-Unis. En outre, les sociétés FortisBC Energy dépendent essentiellement d'un pipeline de transport de source unique. En cas d'interruption prolongée du service du réseau pipeline Spectra, les clients résidentiels des sociétés FortisBC Energy pourraient se retrouver en panne de gaz naturel, ce qui nuirait aux revenus et engendrerait des coûts pour la réalimentation sécuritaire des clients. L'installation de stockage de GNL sur l'île de Vancouver a permis d'atténuer ce risque en assurant l'approvisionnement à court terme du réseau par temps froid ou en situation d'urgence.

Des projets réalisés dans la région pourraient faire croître la demande de gaz de la part de la Colombie-Britannique. Ces projets comprennent l'accroissement de la capacité de transport de gaz par pipeline de la Colombie-Britannique vers des marchés extérieurs et le développement potentiel de grandes installations de GNL aux fins d'exportation de gaz vers les marchés asiatiques. Comme la Colombie-Britannique dispose de ressources importantes de gaz naturel, il est difficile de prévoir à ce stade-ci l'incidence qu'une demande accrue aurait sur les prix sur les marchés régionaux.

Newfoundland Power dépend de Newfoundland and Labrador Hydro (« Newfoundland Hydro ») pour environ 93 % des besoins énergétiques de ses clients, et Maritime Electric dépend d'Énergie NB pour plus de 80 % des besoins énergétiques de ses clients. De plus, Caribbean Utilities dépend de tierces parties pour satisfaire la totalité de ses besoins en combustible pour l'exploitation de ses centrales alimentées au diesel. Une pénurie ou l'interruption de l'approvisionnement en électricité ou en combustible de ces entreprises de services publics pourrait avoir une incidence importante sur leurs activités.

En janvier 2013 et en janvier 2014, Newfoundland Power a subi une perte d'approvisionnement en électricité causée par Newfoundland Hydro, ce qui a eu pour effet d'interrompre l'approvisionnement en électricité chez des clients et entraîné des pannes importantes. En janvier 2014, le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a ordonné la tenue d'un examen indépendant du réseau d'électricité de la province, et le PUB a indiqué qu'il mènerait également une enquête et tiendrait des audiences sur les problèmes d'approvisionnement du réseau et les pannes de courant dans la province au début de 2014. Dans la mesure du possible, Newfoundland Power participera aux instances qui auront lieu en 2014.

Les variations futures des coûts d'approvisionnement pour Newfoundland Power, y compris les coûts liés à l'aménagement des installations de production hydroélectrique à la centrale Muskrat Falls de Nalcor Energy et des actifs de transport connexes, pourraient influencer sur les prix de l'électricité de telle façon que les ventes de la société pourraient être touchées.

**Contrats d'approvisionnement en énergie et d'achat de capacité :** Les clients indirects de FortisBC Electric sont servis directement par les clients grossistes de la Société, qui sont eux-mêmes des entreprises municipales de services publics. Il se pourrait que les entreprises municipales de services publics se tournent vers d'autres sources d'approvisionnement en énergie, ce qui pourrait entraîner une baisse de la demande, une hausse des tarifs facturés aux clients et, au pire, empêcher éventuellement FortisBC Electric de recouvrer entièrement le coût du service dans les tarifs.

En outre, les entreprises de services publics réglementés de la Société concluent régulièrement divers contrats d'approvisionnement en énergie et d'achat de capacité avec des tierces parties ou des parties liées. À l'expiration de ces contrats, il est possible que les entreprises de services publics ne puissent pas les proroger, auquel cas elles risquent de ne pas pouvoir trouver d'autres sources d'approvisionnement en électricité au même prix. Les entreprises de services publics sont également exposées au risque lié à la disponibilité des sources d'approvisionnement en cas de non-exécution par des contreparties aux divers contrats d'approvisionnement en énergie et d'achat de capacité. En 2013, FortisBC Electric et BC Hydro ont conclu un nouveau CAE, avec prise d'effet en octobre 2013, en remplacement du CAE de BC Hydro arrivé à échéance en septembre 2013. L'approbation des organismes de réglementation pour le nouveau CAE est attendue; d'ici l'approbation toutefois, les modalités du CAE échu restent en vigueur et le recouvrement des coûts d'achat d'électricité à même les tarifs facturés aux clients est approuvé, situation qui devrait se poursuivre après l'approbation du nouveau CAE.

FortisBC Electric a conclu un contrat d'approvisionnement en électricité avec BC Hydro visant la vente de l'électricité produite par sa centrale hydroélectrique non réglementée Walden, dont la valeur comptable nette au 31 décembre 2013 s'établissait à environ 10 millions \$. Sous réserve d'un préavis de résiliation de cinq mois de BC Hydro, préavis qui n'a pas encore été donné, ce contrat pourrait expirer. Par conséquent, la société est exposée au risque d'être dans l'incapacité de vendre l'énergie produite par cette centrale à des conditions similaires dans l'avenir.

**Rendement des régimes de retraite à prestations déterminées et besoins de capitalisation :** FHI, les sociétés FortisBC Energy, Central Hudson, FortisAlberta, FortisBC Electric, Newfoundland Power, FortisOntario, Algoma Power, Caribbean Utilities et Fortis ont toutes des régimes de retraite à prestations déterminées à l'intention de certains de leurs employés. Environ 59 % du total des employés de ces entreprises participent à ces régimes.

Les régimes de retraite à prestations déterminées font l'objet de jugements utilisés pour le calcul de l'obligation prévue 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 prévue au titre des prestations constituées. Pour une analyse des principales estimations comptables relatives aux régimes de retraite à prestations déterminées, voir la rubrique « Estimations comptables critiques – Avantages sociaux futurs » du présent rapport de gestion.

Les variations sur les marchés des capitaux et financiers mondiaux peuvent avoir une incidence sur les obligations prévues au titre des prestations constituées et le coût net des régimes de retraite. Rien ne garantit que les actifs des régimes de retraite réaliseront les taux de rendement à long terme présumés dans l'avenir. 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, ce qui pourrait entraîner des variations importantes dans les besoins futurs de capitalisation des régimes de retraite par rapport aux estimations actuelles, ainsi que des changements importants dans le coût net futur des régimes de retraite. Des fluctuations du marché ayant une incidence sur les taux d'actualisation pourraient entraîner des écarts importants dans les besoins futurs de capitalisation des régimes de retraite par rapport aux estimations actuelles, ainsi que des changements importants dans le 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 et de l'obligation prévue 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 lié aux prévisions. Toutefois, pour les sociétés FortisBC Energy, Central Hudson, FortisBC Electric et Newfoundland Power, l'écart positif ou négatif entre le coût net réel des régimes de retraite et leur coût net prévu, dont le recouvrement dans les tarifs facturés à la clientèle a été approuvé pour l'exercice, est assujéti au traitement en compte de report sous réserve d'une approbation réglementaire. Rien ne garantit que les mécanismes de report actuellement approuvés par les organismes de réglementation resteront en place dans l'avenir. L'incapacité de transférer le coût net des régimes de retraite dans les tarifs facturés aux clients pourrait avoir une incidence négative importante sur les résultats d'exploitation et la situation financière des entreprises de services publics réglementés. Les risques susmentionnés sont aussi atténués par le fait que les régimes de retraite à prestations déterminées de Central Hudson, de FortisAlberta, de Newfoundland Power et de FortisOntario n'acceptent plus de nouveaux participants.

**Risques liés à FEVI :** FEVI exerce ses activités 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 actuellement suffisants pour permettre de recouvrer le coût 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 prévoit la remise de redevances par le gouvernement de la Colombie-Britannique qui couvraient environ 20 % du coût du service de FEVI. Les redevances ont expiré à la fin de 2011, et les clients de FEVI ont eu à prendre en charge le coût complet du gaz naturel et tous les autres coûts du service. De plus, la BCUC, dans sa décision à l'égard des besoins en revenus de la société pour 2012–2013, a approuvé le maintien du compte de report pour les produits excédentaires, qui continue de permettre à FEVI de recouvrer les coûts excédant le coût du service approuvé de FEVI auprès des clients. De plus, le solde de 25 millions \$ des prêts sans intérêt accordés par les gouvernements, qui est actuellement traité comme contribution gouvernementale en réduction des immobilisations de services publics, devrait être remboursé d'ici la fin de 2016. À mesure que la dette sera remboursée, la base tarifaire montera et fera augmenter le coût du service et les tarifs facturés à la clientèle. Avec l'arrêt des versements de redevances et le remboursement des prêts gouvernementaux, la hausse des tarifs du gaz qui en résultera pour la clientèle, par rapport à ceux de l'électricité ou d'autres sources d'énergie, pourrait rendre le gaz moins concurrentiel sur l'île de Vancouver avec le temps.

**Risques environnementaux :** Les entreprises de services publics de gaz et d'électricité de la Société sont exposées à des risques inhérents, dont le risque d'incendies, de contamination de l'air, du sol ou de l'eau par des substances dangereuses, les émissions de gaz naturel et les émissions découlant de la combustion du combustible nécessaire à la production d'électricité. Les risques associés aux dommages causés par le feu sont liés aux conditions climatiques, à l'étendue du reboisement, à l'habitat et aux installations de tiers situées sur le terrain où se trouvent les installations de services publics ou à proximité. Les entreprises de services publics peuvent être tenues responsables des coûts d'extinction d'un incendie et de régénération de la forêt, de la valeur du bois sur pied ainsi que des réclamations de tiers en rapport avec des incendies sur des terres où leurs 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 ou de l'eau par les entreprises de services publics a principalement trait au transport, à la manutention et au stockage 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 de maintenance des entreprises de services publics, et aux émissions causées par la combustion du combustible pendant la production d'électricité, principalement pour les entreprises de services publics réglementés de la Société dans les Caraïbes. 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 GES constitue la principale préoccupation environnementale des entreprises de services publics réglementés de gaz de la Société au Canada, en raison principalement du plan énergétique du gouvernement de la Colombie-Britannique, et des lois de cette province intitulées *Carbon Tax Act*, *Clean Energy Act*, *Greenhouse Gas Reduction (Cap and Trade) Act* et *Greenhouse Gas Reduction Targets Act*. Le plan énergétique met surtout l'accent sur le leadership environnemental, la conservation de l'énergie et l'efficacité énergétique, et l'investissement dans des projets novateurs. 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 et de l'adoption de la *Clean Energy Act*. La *Clean Energy Act*, qui établit une vision à long terme pour la province à titre de leader du développement de l'énergie propre, est entrée en vigueur en juin 2010. FortisBC Electric et les sociétés FortisBC Energy continuent d'évaluer et de surveiller l'incidence du plan énergétique et de la *Clean Energy Act* sur leurs activités futures. L'énergie qui sera produite par l'Expansion Waneta en Colombie-Britannique, lorsqu'elle sera terminée, est conforme à l'objectif de la *Clean Energy Act* de réduire les émissions de GES. En 2011, les sociétés FortisBC Energy ont commencé à déclarer leurs émissions de GES conformément au règlement sur la déclaration des émissions en vertu de la *Greenhouse Gas Reduction (Cap and Trade) Act*. De plus, les sociétés FortisBC Energy continuent de déclarer leurs émissions de GES en vertu du Programme de déclaration des émissions de GES d'Environnement Canada. Les sociétés FortisBC Energy ont instauré des fonctions chargées de soutenir la gestion des exigences en matière de conformité en vue du futur marché de négociation d'émissions de GES, à mesure que les politiques gouvernementales à cet égard évolueront. Les sociétés continueront de surveiller et d'évaluer la nouvelle réglementation, en particulier sur les crédits compensatoires et le plafonnement.

La ratification par le Royaume-Uni de la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques et son Protocole de Kyoto ont été reconduits en 2007 aux îles Caïmans. La convention-cadre vise une réduction des émissions de GES produits par certaines industries. Le gouvernement des îles Caïmans n'a pas encore publié les règles détaillées d'application du protocole, de sorte que Caribbean Utilities n'est pas en mesure, à l'heure actuelle, d'évaluer l'incidence financière de la conformité au cadre du protocole.

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.

En matière de réglementation environnementale, la tendance a été d'imposer davantage de restrictions et de limites aux activités susceptibles d'avoir un impact sur l'environnement, y compris la production et l'élimination de déchets, l'utilisation et la manutention de substances chimiques, et d'exiger que des études d'impact sur l'environnement et des travaux de remise en état soient effectués. Il est possible que d'autres projets mènent à l'adoption de lois environnementales et de règles d'application de plus en plus strictes ainsi qu'à des réclamations en dommages-intérêts aux biens et aux personnes résultant des activités des filiales de la Société, ce qui pourrait dans les deux cas entraîner des passifs ou des coûts substantiels pour les filiales.

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

La Société et ses filiales sont assujetties à de nombreux règlements, lois et directives régissant la production, la gestion, le stockage, le transport, le recyclage et l'élimination des substances dangereuses et d'autres déchets, et autrement liés à la protection de l'environnement. Divers événements pourraient entraîner des dommages à l'environnement et des coûts connexes, notamment des conditions météorologiques extrêmes et des catastrophes naturelles 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 de permis et d'approbations en matière d'environnement, y compris les évaluations environnementales nécessaires, peut être long, litigieux et onéreux. 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.

Central Hudson est exposée à des passifs éventuels environnementaux associés aux usines de gaz qu'elle et ses prédécesseurs possédaient et exploitaient pour répondre aux besoins en chauffage et en éclairage de leurs clients depuis le milieu et la fin des années 1800 jusqu'aux années 1950. Le Department of Environmental Conservation (« DEC ») de l'État de New York régit le moment et l'étendue de la remise en état des sites des usines de gaz dans l'État de New York. En date du 31 décembre 2013, Central Hudson a comptabilisé un montant d'environ 41 millions \$ US au titre des passifs de remise en état de l'environnement des usines de gaz. Comme il a été approuvé par la PSC, la société est actuellement autorisée à recouvrer les coûts de l'enquête et de la remise en état des sites des usines de gaz à même les tarifs facturés aux clients.

À l'exception des passifs liés à la remise en état des usines de gaz de Central Hudson mentionnés précédemment, au 31 décembre 2013, aucun passif environnemental important n'était comptabilisé dans les états financiers consolidés audités de 2013 de la Société. Aussi, la direction n'avait connaissance d'aucun passif environnemental important non comptabilisé, sauf pour ce qui est des passifs possiblement associés à diverses éventualités, comme il est mentionné à la rubrique « Estimations comptables critiques – Passifs éventuels » du présent rapport de gestion. Les entreprises de services publics réglementés chercheraient à recouvrer, dans les tarifs facturés 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 accueilleraient favorablement les demandes des entreprises de services publics et, par conséquent, les coûts non recouverts, s'ils étaient élevés, pourraient avoir une incidence importante négative sur les résultats d'exploitation et la situation financière des entreprises de services publics.

Il est possible que, de temps à autre, la Société et ses filiales fassent 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, cela pourrait avoir une incidence importante sur les résultats d'exploitation et la situation financière de la Société et de ses filiales.

Chacune des entreprises de services publics de Fortis a un système de gestion environnementale, à l'exception de Fortis Turks and Caicos qui prévoit compléter la mise en œuvre de son système d'ici la fin de 2014. Les politiques environnementales constituent la clef de voûte du système de gestion environnementale, et énoncent les engagements qui suivent pour chaque entreprise de services publics et ses employés dans l'exercice sécuritaire et écoresponsable de leurs activités : i) respecter toutes les lois, politiques, réglementations et normes reconnues en matière de protection environnementale et s'y conformer; ii) gérer les activités de manière conforme aux pratiques de l'industrie et aux politiques environnementales à tous les paliers de gouvernement; iii) déceler et gérer les risques afin de prévenir ou de réduire les conséquences néfastes découlant des activités, y compris la prévention de la pollution et la conservation des ressources naturelles; iv) surveiller et auditer de façon régulière le système de gestion environnementale, et viser l'amélioration continue de la performance environnementale; v) établir et réviser régulièrement les objectifs, cibles et programmes environnementaux; vi) communiquer ouvertement avec les intervenants, et diffuser la politique environnementale de l'entreprise de services publics et les connaissances en matière de questions environnementales avec la clientèle, les employés, les sous-traitants et le public en général; vii) soutenir les projets de la communauté axés sur l'environnement et y participer; viii) offrir une formation aux employés et aux personnes qui travaillent au nom de l'entreprise de services publics afin qu'ils puissent s'acquitter de leurs fonctions de manière écoresponsable; ix) travailler de concert avec les associations, les gouvernements et autres intervenants afin d'établir des normes environnementales appropriées aux activités de l'entreprise de services publics.

En 2013, les coûts directs liés à la protection environnementale, à la conformité, aux dommages et à la mise en œuvre des systèmes de gestion environnementale n'ont pas eu d'incidence importante sur les résultats d'exploitation consolidés, les flux de trésorerie ou la situation financière de la Société. Toutefois, bon nombre des coûts mentionnés ci-dessus sont intégrés dans les programmes d'exploitation, de maintenance et d'investissement des entreprises de services publics, et ne sont donc pas facilement identifiables.

**Risque lié aux couvertures d'assurance :** La Société et ses filiales maintiennent une garantie d'assurance concernant les responsabilités potentielles et la perte accidentelle de valeur de certains de leurs actifs, dont elles jugent les montants et les assureurs appropriés, compte tenu de tous les facteurs pertinents, y compris les pratiques de propriétaires de biens et d'exploitations similaires. Toutefois, une part importante des actifs de transport et de distribution des entreprises de services publics réglementés d'électricité de la Société ne sont pas assurés, comme il est d'usage en Amérique du Nord, le coût de l'assurance n'étant pas considéré comme économique. 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 déposeront certainement des demandes auprès de leur organisme de réglementation respectif pour qu'il les autorise à recouvrer les pertes ou les dommages au moyen d'une hausse des tarifs facturés aux clients. Cependant, rien ne garantit que l'organisme de réglementation approuvera 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, la perte de revenus 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 de la Société et de ses filiales ou des réclamations couvertes aux termes de polices avec 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 la garantie d'assurance soit maintenue. Cependant, rien ne garantit que la Société et ses filiales pourront obtenir ou maintenir dans l'avenir 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.

**Perte de 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, organismes gouvernementaux et bandes des Premières Nations. 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 ou s'il s'avérait impossible d'obtenir ou de maintenir les approbations nécessaires ou de se conformer 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 importante sur les filiales de la Société.

La capacité de FortisBC Electric de produire de l'électricité à partir de ses installations sur la rivière Kootenay et de recevoir sa part des droits énergétiques et de capacité à laquelle elle est admissible aux termes de la convention de la centrale Canal 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 ainsi que de l'ordonnance de la Commission mixte internationale pour le lac Kootenay. Les autorités gouvernementales au Canada et aux États-Unis peuvent, en vertu du Traité et de la Commission mixte internationale, réguler les débits d'eau pour protéger les normes 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 sert une clientèle qui réside dans diverses municipalités de ses territoires de service. De temps à autre, des autorités municipales de l'Alberta envisagent de créer leur propre entreprise de distribution d'électricité en achetant les actifs de FortisAlberta situés à l'intérieur du périmètre de leur municipalité. À l'expiration de son contrat de concession, ou en l'absence de celui-ci, une municipalité a le droit, moyennant l'autorisation de l'AUC, d'acheter des actifs de FortisAlberta situés à l'intérieur de ses limites municipales, conformément à la loi albertaine intitulée *Municipal Government Act*. La société et la municipalité doivent s'entendre sur le prix, sinon ce prix sera déterminé par l'AUC. En outre, en vertu de la loi albertaine intitulée *Hydro and Electric Energy Act*, si une municipalité propriétaire de son réseau de distribution d'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 que l'AUC peut déterminer que la municipalité doit verser un dédommagement à la société 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 démographique et économique historique de l'Alberta et de ses municipalités, FortisAlberta est touchée de temps à autre par ce genre d'opérations.

Si une municipalité achetait les actifs de distribution de FortisAlberta, il en résulterait une érosion de la base tarifaire de la société, ce qui aurait pour effet de réduire le capital permettant à FortisAlberta de réaliser un rendement réglementé. Cette érosion de la base tarifaire pourrait avoir une incidence négative importante sur les résultats d'exploitation et la situation financière de FortisAlberta.

**Présentation continue de l'information selon les PCGR des États-Unis :** En janvier 2014, la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario (« CVMO ») a accordé une dispense permettant à la Société et à ses filiales émettrices assujetties de continuer à préparer leurs états financiers selon les PCGR des États-Unis jusqu'à la première des dates suivantes : i) le 1<sup>er</sup> janvier 2019; ii) le premier jour de l'exercice débutant après que la Société ou ses filiales émettrices assujetties cesseront d'exercer des activités assujetties à la réglementation des tarifs; ou iii) la date d'entrée en vigueur imposée par l'International Accounting Standards Board (« IASB ») pour l'application obligatoire d'une Norme internationale d'information financière (« IFRS ») propre aux entités dont les activités sont assujetties à la réglementation des tarifs. La dispense de la CVMO remplace et prolonge sa précédente dispense, qui prenait fin le 1<sup>er</sup> janvier 2015.

Si la dispense accordée par la CVMO n'est pas maintenue comme il est précisé ci-dessus, la Société et ses filiales émettrices assujetties seront tenues de devenir des émetteurs inscrits auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis pour continuer de présenter leur information financière selon les PCGR des États-Unis, ou d'adopter les IFRS. L'IASB a récemment publié une norme provisoire facultative sur les comptes de report réglementaires et poursuit son travail sur un projet portant sur la comptabilisation propre aux activités assujetties à la réglementation des tarifs. On ne sait pas encore quand ce projet sera achevé ni si les IFRS incluront, en fin de compte, une norme permanente et obligatoire qui devra être appliquée par les entités dont les activités sont assujetties à la réglementation des tarifs. En l'absence d'une norme permanente sur la comptabilisation des activités assujetties à la réglementation des tarifs, l'application des IFRS à ce moment-là pourrait entraîner une volatilité du bénéfice et du résultat par action ordinaire de la Société par rapport à ceux qui auraient été comptabilisés selon les PCGR des États-Unis.

**Modifications aux lois fiscales :** En juin 2013, le Canada a adopté une loi relativement à l'imposition des multinationales qui incluait de nouvelles règles concernant les prêts en amont et un nouveau régime pour le rapatriement du capital, règles initialement proposées le 19 août 2011. Cette nouvelle loi instaurait également de nouveaux taux d'imposition devant être utilisés pour les déductions de l'impôt de la partie VI.1. Pour plus de renseignements sur l'impôt de la partie VI.1, voir la rubrique « Éléments importants – Impôt de la partie VI.1 » du présent rapport de gestion.

*Prêts en amont :* La Société a des prêts en amont totalisant environ 61 millions \$ que lui ont consentis ses filiales dans les Caraïbes. Fortis a utilisé les prêts en amont sans intérêt comme un moyen de rapatrier les bénéfices avec report d'impôts. La nouvelle loi exige que ces prêts soient remboursés dans un délai de deux ans et qu'ils soient inclus dans le bénéfice de la société mère. Elle prévoit aussi une disposition transitoire spéciale pour les prêts qui étaient impayés le 19 août 2011 ou avant cette date et précise que, si ces prêts en amont sont toujours impayés le 19 août 2014, ils seront considérés comme ayant été effectués le 19 août 2014. Ces prêts devront alors être remboursés dans les deux ans suivant cette date, soit le 19 août 2016, afin qu'ils ne soient pas inclus dans le bénéfice de Fortis pour l'année d'imposition 2014. Tous les prêts en amont de la Société étaient impayés le 19 août 2011 et sont donc admissibles à la disposition transitoire spéciale.

*Rapatriement du capital :* La nouvelle loi a également instauré des modifications sur les façons dont les bénéfices doivent être rapatriés au Canada. Les bénéfices sont répartis en quatre catégories : surplus exonéré, surplus imposable, surplus hybride et surplus antérieur à l'acquisition. Auparavant, les bénéfices étaient rapatriés d'abord du compte de surplus exonéré, puis du compte de surplus imposable et enfin, du compte de surplus antérieur à l'acquisition. La nouvelle loi permet aux contribuables de choisir quel compte de surplus utiliser pour le rapatriement des bénéfices. Toutefois, le Canada oblige les gouvernements des territoires libres d'impôt à signer des traités fiscaux ou autres accords généraux d'échange de renseignements fiscaux (« AERF ») afin d'être admissibles aux règles sur le rapatriement. Dès l'entrée en vigueur des AERF, les dividendes versés à même le bénéfice d'une entreprise active seront exonérés d'impôt quand ils sont reçus au Canada. En outre, les modifications aux règles quant à l'ordre des comptes permettront à Fortis de recevoir des Caraïbes un remboursement de capital libre d'impôt. Ces modifications fourniront un mécanisme de remboursement des prêts en amont, permettant ainsi à la Société de se conformer aux propositions législatives mentionnées ci-dessus.

Des AERF ont été conclus avec les îles Caïmans, les Bermudes et les îles Turks et Caïcos, et Fortis s'attend à ce que des AERF soient conclus avec le Belize et mis en œuvre d'ici la fin de 2014. Si le Belize n'est pas en mesure de conclure un AERF avec le Canada, le bénéfice de BECOL sera imposé selon la comptabilité d'exercice comme s'il avait été réalisé au Canada.

La Société a demandé au gouvernement du Canada d'examiner de nouveau la situation d'entreprises telles que Fortis, qui tirent un bénéfice d'entreprises actives dans des territoires outre-mer, et de structurer les règles de façon à continuer d'exempter certaines entreprises comme les entreprises de services publics. Fortis consulte également des conseillers fiscaux afin de trouver des solutions de restructuration et d'autres mesures qu'elle pourrait prendre pour minimiser l'incidence fiscale des nouvelles mesures dans les territoires qui n'ont pas conclu d'AERF.

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

**Accès aux terres des Premières Nations :** Les sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric fournissent des services à des clients sur des terres des Premières Nations et ont des installations de gaz et des installations de production et de transport et distribution 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 les gouvernements de la Colombie-Britannique et du Canada est en cours, mais les conditions auxquelles des ententes pourraient être conclues dans les territoires de service des sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric 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 les ententes sans porter préjudice aux droits existants de tiers comme les sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric. Cependant, rien ne garantit que le processus de règlement des revendications ne nuira pas de manière importante aux résultats d'exploitation et à la situation financière des sociétés FortisBC Energy et de FortisBC Electric.

En 2010, la Cour suprême du Canada a décidé que, avant d'accorder par réglementation l'ajout de nouvelles installations, la BCUC doit examiner si la Couronne a le devoir de consulter, les Premières Nations et de tenir compte de leurs besoins et, le cas échéant, établir si les consultations effectuées et les accommodations offertes par la Couronne ont été adéquates. Cela peut avoir une incidence sur l'échéancier, le coût et la probabilité de l'approbation par la BCUC de certains des projets en immobilisations des sociétés FortisBC Energy et de FortisBC Electric.

FortisAlberta a des actifs de distribution sur des terres des Premières Nations pour lesquelles TransAlta Utilities Corporation (« TransAlta ») possède des permis d'accès. Pour que FortisAlberta puisse acquérir ces permis d'accès, le ministère des Affaires autochtones et Développement du Nord Canada et les différents conseils de bande doivent donner leur approbation. FortisAlberta pourrait ne pas pouvoir acquérir les permis d'accès auprès de TransAlta ni 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, ce qui pourrait avoir une incidence importante sur les activités de FortisAlberta.

**Risque lié aux relations de travail :** Environ 57 % 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. La Société considère que les relations de ses filiales avec les syndicats et les associations de travailleurs sont satisfaisantes, mais rien ne garantit qu'elles continueront de l'être dans l'avenir ou que les conditions 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 causer des interruptions de service attribuables à des conflits de travail non prévus dans les ordonnances tarifaires approuvées aux entreprises de services publics réglementés, et qui pourraient avoir une incidence néfaste importante sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière des entreprises de services publics.

La convention collective entre FortisBC Electric et la Fraternité internationale des ouvriers en électricité (« FIOE ») a expiré le 31 janvier 2013. La FIOE représente les employés dans des professions précises des secteurs du transport et de la distribution d'électricité. Les parties ont entrepris des négociations en janvier 2013 et, en mars 2013, la FIOE a donné à la Société un avis de grève de 72 heures et a exercé des moyens de pression partiels au travail le 16 mai 2013. Les interruptions de travail ont pris fin en décembre 2013, lorsque la FIOE et FortisBC Electric ont accepté un arbitrage exécutoire. Le processus d'arbitrage doit se dérouler au cours du premier semestre de 2014.

La convention collective entre FortisBC Electric et le Syndicat canadien des employés et employés professionnels et de bureau (« SEPB ») qui représente les employés occupant des postes administratifs et de soutien opérationnel est arrivée à échéance le 31 décembre 2013. Une nouvelle convention collective de cinq ans, venant à échéance le 31 décembre 2018 est entrée en vigueur en janvier 2014 à FortisBC Electric.

Les conventions collectives entre les sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric et le SEPB qui représente les employés du service à la clientèle viennent à échéance le 31 mars 2014; toutefois, les sociétés ont négocié des ententes avec le SEPB qui, sous réserve de leur ratification, viennent à échéance le 31 mars 2017.

Les deux conventions collectives entre Newfoundland Power et la FIOE viennent à échéance le 30 septembre 2014.

**Risque lié aux ressources humaines :** La capacité de Fortis de fournir un service qui soit rentable 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, aux États-Unis et dans les Caraïbes, les entreprises de services publics de la Société font face 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 sur le marché du travail posent des défis continuels de recrutement. L'important programme d'investissement consolidé de la Société présentera des défis, car il importerait pour les entreprises de services publics de la Société de disposer de la main-d'œuvre qualifiée nécessaire pour mener à bien les projets d'investissement.

### NOUVELLES MÉTHODES COMPTABLES

Les nouvelles méthodes comptables relatives aux PCGR des États-Unis qui s'appliquent à Fortis à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013, et que Fortis a adoptées à cette date, sont présentées ci-après.

**Informations à fournir sur les actifs et les passifs compensatoires :** La Société a adopté les modifications du Topic 210 de l'Accounting Standards Codification (« ASC »), intitulé *Balance Sheet – Disclosures About Offsetting Assets and Liabilities*, comme présentées dans l'Accounting Standards Update (« ASU ») 2011-11 et l'ASU 2013-01. Les modifications améliorent la transparence de l'incidence ou de l'incidence potentielle des accords de compensation sur la situation financière d'une entreprise en augmentant le niveau requis d'informations à fournir sur de tels accords. Les modifications dont il est question ci-dessus ont été appliquées de façon rétrospective et n'ont pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés audités de 2013 de la Société.

**Présentation des montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu :** La Société a adopté les modifications du Topic 220 de l'ASC intitulé *Other Comprehensive Income – Reporting of Amounts Reclassified Out of Accumulated Other Comprehensive Income* (« AOCI »), comme présentées dans l'ASU 2013-02. Les modifications améliorent la présentation des montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu, les entités devant dorénavant présenter à un seul endroit les informations sur les reclassements hors du cumul des autres éléments du résultat étendu et présenter les détails relatifs aux reclassements dans les informations sur les modifications apportées aux soldes du cumul des autres éléments du résultat étendu. Les modifications ont été appliquées par la Société de manière prospective à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013 et n'ont pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés audités de 2013 de la Société.

### PRISES DE POSITION COMPTABLES FUTURES

**Obligations découlant des ententes à responsabilité solidaire :** En février 2013, le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») a publié l'ASU 2013-04, *Obligations Resulting from Joint and Several Liability Arrangements for Which the Total Amount of the Obligation is Fixed at the Reporting Date*. L'objectif de la mise à jour est de fournir des directives à l'égard de la comptabilisation, de l'évaluation et de la présentation des obligations découlant des ententes à responsabilité solidaire pour lesquelles le montant total des obligations est établi à la date de clôture. Cette mise à jour comptable s'applique aux exercices ouverts à compter du 15 décembre 2013 et aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices et doit être appliquée rétrospectivement. Fortis ne s'attend pas à ce que l'adoption de cette mise à jour ait une incidence importante sur ses états financiers consolidés.

**Comptabilisation de l'écart de conversion cumulé par la société mère :** En mars 2013, le FASB a publié l'ASU 2013-5, *Parent's Accounting for the Cumulative Translation Adjustment upon Derecognition of Certain Subsidiaries or Groups of Assets within a Foreign Entity or of an Investment in a Foreign Entity*. Cette mise à jour s'applique à la reprise de l'écart de conversion dans le bénéfice net lorsqu'une société mère vend une partie ou la totalité de son investissement dans une entité étrangère ou ne détient plus de participation conférant le contrôle dans une filiale ou dans un groupe d'actifs faisant partie d'une entité étrangère. Cette mise à jour comptable s'applique aux exercices ouverts à compter du 15 décembre 2013 et aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices et doit être appliquée de manière prospective. Fortis ne s'attend pas à ce que l'adoption de cette mise à jour ait une incidence importante sur ses états financiers consolidés.

**Présentation d'une économie d'impôt non comptabilisée :** En juillet 2013, le FASB a publié l'ASU 2013-11, *Presentation of an Unrecognized Tax Benefit When a Net Operating Loss Carryforward, a Similar Tax Loss, or a Tax Credit Carryforward Exists*. Cette mise à jour fournit des directives à l'égard de la présentation des économies d'impôt non comptabilisées lorsqu'il existe un report en avant de perte d'exploitation nette, une perte fiscale similaire ou un report en avant de crédit d'impôt, et vise à mieux refléter la manière dont une entité réglerait les impôts sur les bénéfices additionnels qui découleraient du rejet d'une position fiscale lorsqu'il existe un report en avant de perte d'exploitation nette, une perte fiscale similaire ou un report en avant de crédit d'impôt. Cette mise à jour comptable s'applique aux exercices ouverts à compter du 15 décembre 2013 et aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices et doit être appliquée de manière prospective. Fortis ne s'attend pas à ce que l'adoption de cette mise à jour ait une incidence importante sur ses états financiers consolidés.

## INSTRUMENTS FINANCIERS

La valeur comptable des instruments financiers consolidés de la Société 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, à l'exception de ce qui suit.

### Instruments financiers

Aux 31 décembre	2013		2012	
	Valeur comptable	Juste valeur estimative	Valeur comptable	Juste valeur estimative
<i>(en millions \$)</i>				
Billet de la société Waneta	50	50	47	51
Dette à long terme, y compris la tranche à court terme	7 204	8 084	5 900	7 338

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, comme c'est le cas pour le billet de la société Waneta et certains titres de créance à long terme, la juste valeur est établie soit : i) en actualisant les flux de trésorerie futurs du titre d'emprunt particulier à un taux de rendement estimatif jusqu'à l'échéance équivalant 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; ou ii) en obtenant de tiers des prix indicatifs pour des titres de créance ayant une cote similaire ou identique et ayant la même échéance résiduelle. Comme la Société n'a pas l'intention de régler la dette à long terme ou le billet avant l'échéance, l'excédent de la juste valeur estimée sur la valeur comptable ne représente pas un passif réel.

Le tableau des instruments financiers ci-dessus ne tient pas compte de l'autre actif à long terme associé à l'investissement exproprié de la Société dans Belize Electricity. En raison de la nature incertaine du montant final et de la capacité du gouvernement du Belize de verser le dédommagement à la juste valeur à Fortis à l'égard de l'expropriation de Belize Electricity, la Société a comptabilisé l'investissement exproprié à la valeur comptable, y compris l'effet de change, dans les autres actifs à long terme, le montant totalisant environ 108 millions \$ au 31 décembre 2013 (104 millions \$ au 31 décembre 2012).

Le tableau suivant présente en résumé les instruments dérivés de la Société.

### Instruments dérivés

Aux 31 décembre	2013			2012	
	Échéance	Nombre de contrats	Volume <sup>1</sup>	Valeur comptable <sup>2</sup> (en millions \$)	Valeur comptable <sup>2</sup> (en millions \$)
<b>(Passif) actif</b>					
Contrats d'options sur combustible <sup>3</sup>	2013	–	–	–	(1)
Swaps sur électricité	2017	7	3 313	10	–
Dérivés sur gaz naturel :					
Swaps et options sur gaz	2014	29	6	(13)	(51)
Primes liées aux contrats d'achat de gaz	2015	49	91	(2)	(8)

<sup>1)</sup> Pour les swaps sur électricité, le volume est présenté en GWh, tandis que pour les dérivés sur gaz naturel, il est présenté en PJ.

<sup>2)</sup> La valeur comptable est la juste valeur estimative. (Le passif) l'actif représente le solde des dérivés brut.

<sup>3)</sup> Les contrats d'options sur combustible utilisés par Caribbean Utilities sont arrivés à échéance en octobre 2013.

Central Hudson emploie les swaps sur électricité et les dérivés sur gaz naturel afin d'atténuer la volatilité des prix d'achat de l'électricité et du gaz naturel destinés à ses clients de services complets, en fixant le prix d'achat effectif pour ces produits de base. La juste valeur des swaps sur électricité et des dérivés sur gaz naturel a été calculée à l'aide des prix à terme fournis par des tiers indépendants.

Les dérivés sur gaz naturel permettent aux sociétés FortisBC Energy de fixer le prix d'achat réel du gaz naturel, la plupart des contrats d'approvisionnement en gaz naturel étant assortis de prix variables au lieu de prix fixes. La juste valeur des dérivés sur gaz naturel a été calculée en utilisant la valeur actualisée de leurs flux de trésorerie selon les cours du marché et les courbes des taux à terme relatifs aux prix du gaz naturel.

La stratégie de gestion du risque lié aux prix adoptée par les sociétés FortisBC Energy vise à augmenter la probabilité que les prix du gaz naturel demeurent concurrentiels, à atténuer l'incidence de la volatilité des prix du gaz sur les tarifs facturés à la clientèle et à réduire le risque d'écarts de prix à l'échelle régionale. Comme l'a exigé l'organisme de réglementation, les sociétés FortisBC Energy ont suspendu toutes leurs activités de couverture de marchandises, à l'exception de quelques swaps, comme l'autorisait l'organisme de réglementation. Les contrats de couverture existants demeureront en vigueur jusqu'à leur échéance et la capacité des sociétés FortisBC Energy de recouvrer la totalité des coûts du gaz à même les tarifs facturés aux clients demeure inchangée. Tous les écarts entre le coût du gaz naturel acheté et le prix du gaz naturel compris dans les tarifs facturés à la clientèle sont comptabilisés à titre de reports réglementaires et sont recouverts auprès des clients, ou remboursés aux clients, dans les tarifs futurs, sous réserve de l'approbation de l'organisme de réglementation. Pour plus de renseignements, se reporter à la rubrique « Gestion des risques d'affaires – Risque lié au prix des marchandises » du présent rapport de gestion.

Les justes valeurs des swaps sur électricité et des dérivés sur gaz naturel sont des estimations des montants que les services publics recevraient ou devraient payer pour résilier les obligations contractuelles en cours à la date du bilan. Au 31 décembre 2013, aucun des swaps sur électricité ou des dérivés sur gaz naturel n'était désigné pour couvrir les contrats d'approvisionnement en électricité ou en gaz naturel.

Les variations de la juste valeur des swaps sur électricité et des dérivés sur gaz naturel sont reportées à titre d'actif ou de passif réglementaire aux fins de recouvrement auprès des clients ou de remboursement aux clients à même les tarifs futurs, comme l'autorisent les organismes de réglementation. La juste valeur des swaps sur électricité est comptabilisée dans les débiteurs et les autres actifs à long terme, et la juste valeur des dérivés sur gaz naturel est comptabilisée dans les créditeurs et les autres passifs à court terme aux 31 décembre 2013 et 2012.

Les justes valeurs des instruments financiers de la Société, y compris les instruments financiers dérivés, reflètent des estimations à un moment fondées sur de l'information courante et pertinente concernant le marché pour ces instruments à la date du bilan. Les estimations ne peuvent être établies avec précision du fait qu'elles comportent des incertitudes et des questions de jugement et, par conséquent, elles pourraient s'avérer inefficaces pour prédire le bénéfice consolidé futur ou les flux de trésorerie consolidés futurs de la Société.

### ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

La préparation des états financiers consolidés de la Société selon les PCGR des États-Unis 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 consolidés, et sur les montants constatés des produits et des charges des périodes présentées. Les estimations et jugements reposent sur des données historiques, 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 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 analysées ci-après.

**Réglementation :** De façon générale, les méthodes comptables des entreprises de services publics réglementés de la Société sont assujetties à l'examen et à l'approbation par les organismes de réglementation respectifs. Les actifs et les passifs réglementaires découlent du processus d'établissement des tarifs des entreprises de 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 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 à d'autres démarches réglementaires. 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 recouvrement ou de règlement peuvent différer des attentes initiales. Tous les ajustements des estimations initiales qui en découlent sont comptabilisés en résultat au cours de la période où ils sont confirmés. Si une décision réglementaire est rendue après la date de clôture, mais avant la publication des états financiers consolidés, les faits et les circonstances sont examinés pour déterminer s'il s'agit ou non d'un événement postérieur à la date du bilan comptabilisé.

Au 31 décembre 2013, Fortis comptabilisait des actifs réglementaires de 1 822 millions \$ (1 700 millions \$ au 31 décembre 2012) et des passifs réglementaires de 1 042 millions \$ (753 millions \$ au 31 décembre 2012).

Pour plus de renseignements sur la nature des décisions réglementaires, voir la rubrique « Principales décisions et demandes réglementaires » du présent rapport de gestion.

**Amortissements :** Les amortissements sont des estimations fondées principalement sur la durée de vie utile des actifs. L'estimation de la durée de vie utile se fonde sur des faits courants et l'information historique et tient compte de la durée de vie prévue des actifs. Au 31 décembre 2013, les immobilisations de services publics, les immobilisations autres que de services publics et les actifs incorporels consolidés de la Société totalisaient environ 12,6 milliards \$, soit près de 70 % du total des actifs consolidés, comparativement à environ 10,6 milliards \$, ou environ 71 % du total des actifs consolidés, au 31 décembre 2012. L'augmentation des immobilisations est principalement attribuable à l'acquisition de CH Energy Group et aux dépenses en immobilisations, qui ont totalisé environ 1,2 milliard \$ en 2013. La dotation aux amortissements a été de 541 millions \$ en 2013 en regard de 470 millions \$ en 2012. 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 facturés aux clients, les entreprises de services publics réglementés de la Société soumettent des taux d'amortissement jugés appropriés à l'approbation des organismes de réglementation respectifs. Comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, les sociétés FortisBC Energy, Central Hudson, FortisAlberta, Newfoundland Power et Maritime Electric ont enregistré des coûts estimatifs d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations dans la dotation aux amortissements, la charge d'amortissement étant constatée à titre de passif réglementaire à long terme. Les coûts réels d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, déduction faite du produit de récupération, sont portés en réduction du passif réglementaire lorsqu'ils sont engagés. Les coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont estimés d'après les données historiques et les tendances prévues des coûts. Le solde de ce passif réglementaire au 31 décembre 2013 atteignait 563 millions \$ (486 millions \$ au 31 décembre 2012). Le montant total des coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations enregistrés et comptabilisés dans la dotation aux amortissements au cours de 2013 s'établissait à 73 millions \$ (42 millions \$ en 2012).

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 facturés à la clientèle selon l'approbation de l'organisme de réglementation.

**Impôts sur les bénéfices :** Les impôts sur les bénéfices sont établis selon les impôts sur les bénéfices exigibles de la Société et les estimations des impôts sur les bénéfices reportés découlant des écarts temporaires entre la valeur comptable des actifs et des passifs dans les états financiers consolidés et leur valeur fiscale. Un actif ou un passif d'impôts reportés est calculé pour chaque écart temporaire selon les taux d'imposition en vigueur et les lois qui seront en vigueur lorsque les écarts temporaires devraient se résorber ou être réglés. Les actifs d'impôts reportés sont évalués selon la probabilité qu'ils seront recouverts grâce à des bénéfices imposables futurs. Si la recouvrabilité n'est pas plus probable qu'improbable, une provision pour moins-value est comptabilisée en réduction des bénéfices au cours de la période où la provision est constituée ou modifiée. Les estimations relatives à la charge d'impôts sur les bénéfices et aux actifs et passifs d'impôts reportés, ainsi que toute provision pour moins-value peuvent différer des montants réels engagés.

**Évaluation de la dépréciation de l'écart d'acquisition et des actifs incorporels à durée de vie indéfinie :** La Société est tenue de soumettre l'écart d'acquisition et les actifs incorporels à durée de vie indéfinie à un test de dépréciation, au moins annuellement, et toute provision pour moins-value est comptabilisée en résultat. Le test de dépréciation annuel est effectué le 1<sup>er</sup> octobre. 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 et laisse croire que la juste valeur d'une unité d'exploitation pourrait être inférieure à sa valeur comptable. Aucun événement ou changement de circonstances de ce genre ne s'est produit en 2013 ou en 2012.

Au 31 décembre 2013, l'écart d'acquisition consolidé totalisait environ 2,1 milliards \$ (1,6 milliard \$ au 31 décembre 2012). Par suite de la conclusion de l'acquisition de CH Energy Group par la Société et des actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la ville de Kelowna par FortisBC Electric en 2013, des écarts d'acquisition supplémentaires d'environ 476 millions \$ et 14 millions \$, respectivement, ont été comptabilisés. Les actifs incorporels dont la durée de vie est indéfinie, et qui ne sont pas assujettis à l'amortissement, se composent de droits fonciers, de droits de transport et de droits d'usage de l'eau, et totalisaient environ 66 millions \$ au 31 décembre 2013 (66 millions \$ au 31 décembre 2012).

Fortis effectue une évaluation annuelle interne des facteurs quantitatifs de chaque unité d'exploitation, pour les unités d'exploitation quand :

- l'évaluation de la direction des facteurs quantitatifs et qualitatifs indique qu'il est probable à au moins 50 % que la juste valeur soit supérieure à la valeur comptable, ou quand
- l'excédent de la juste valeur estimée par rapport à la valeur comptable, comme établi par un consultant externe indépendant à la date du dernier test de dépréciation, n'est pas important, la juste valeur de l'unité d'exploitation est alors estimée par un consultant externe indépendant au cours de l'exercice considéré. Malgré l'approche décrite ci-dessus, il est possible de faire estimer par un consultant externe indépendant la juste valeur d'une unité d'exploitation à laquelle un écart d'acquisition a été affecté à la date du test de dépréciation annuel, puisque Fortis fera évaluer la juste valeur de chacune de ses unités d'exploitation par un consultant externe indépendant au moins une fois tous les trois ans.

Afin de calculer la dépréciation de l'écart d'acquisition, Fortis détermine pour quelles unités d'exploitation la juste valeur sera estimée par un consultant externe indépendant, comme décrit précédemment, et cette valeur estimée sera ensuite comparée à la valeur comptable des unités d'exploitation en question. Si la juste valeur d'une unité d'exploitation est inférieure à sa valeur comptable, on procède à une deuxième évaluation pour établir le montant de la moins-value. Le montant de la moins-value est établi d'abord en déduisant la juste valeur des actifs et des passifs de l'unité d'exploitation de la juste valeur de celle-ci, afin d'obtenir 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 comptabilisé.

La principale méthode utilisée pour estimer la juste valeur des unités d'exploitation est l'approche fondée sur les bénéfiques, selon laquelle les projections des flux de trésorerie des unités d'exploitation sont actualisées à l'aide de l'approche axée sur la valeur de l'entreprise. D'après cette approche, les flux de trésorerie durables sont établis après impôts, sans déduire les intérêts débiteurs, et sont ensuite actualisés selon la moyenne pondérée du coût du capital afin d'obtenir la valeur de l'entreprise. Une approche axée sur la valeur de l'entreprise ne permet pas de juger du caractère approprié de la dette courante de l'unité d'exploitation. La juste valeur estimée de l'unité d'exploitation est par la suite établie en soustrayant la juste valeur de la dette portant intérêt de la valeur d'entreprise de l'unité d'exploitation. Une autre méthode d'évaluation, soit l'approche fondée sur le marché, est aussi employée par le consultant externe indépendant pour valider les conclusions tirées à l'utilisation de l'approche fondée sur les bénéfiques. L'approche fondée sur le marché consiste à procéder à une comparaison entre les divers multiples d'évaluation à la base de l'analyse des flux de trésorerie actualisés des unités d'exploitation et les multiples de négociation d'entités de référence et les transactions récentes impliquant des entités de référence, afin de faire ressortir les différences en termes de prévisions de croissance, de composition du portefeuille de produits et des risques auxquels sont exposées ces entités de référence et les unités d'exploitation pertinentes.

Aucune provision pour moins-value n'a été requise en 2013 ou en 2012 à l'égard de l'écart d'acquisition et des actifs incorporels à durée de vie indéfinie.

**Avantages sociaux futurs :** La charge au titre des régimes de retraite à prestations déterminées 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 sont 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.

Le taux de rendement à long terme moyen pondéré prévu des actifs des régimes de retraite à prestations déterminées, aux fins de l'estimation du coût net des régimes de retraite pour 2014, est de 6,34 %, en hausse par rapport au taux de 6,29 % utilisé en 2013. Les actifs des régimes de retraite à prestations déterminées ont eu des rendements positifs totalisant environ 124 millions \$ en 2013, comparativement à des rendements positifs prévus de 70 millions \$. Les taux de rendement à long terme prévus des actifs des régimes de retraite sont élaborés par la direction avec l'aide d'actuaire indépendants à partir des hypothèses les plus probables du rendement, de la volatilité et des corrélations prévus pour chaque catégorie d'actifs. Les hypothèses les plus probables sont fondées sur le rendement historique, les prévisions et le rééquilibrage périodique du portefeuille entre les catégories d'actifs diversifiées.

Le taux d'actualisation moyen pondéré présumé qui a servi à évaluer les obligations au titre des prestations constituées projetées au 31 décembre 2013 et à établir le coût net des régimes de retraite pour 2014 est de 4,76 %, comparativement au taux de 4,14 % utilisé pour évaluer les obligations au titre des prestations constituées au 31 décembre 2012 et pour établir le coût net des régimes de retraite pour 2013. Cette hausse du taux d'actualisation moyen pondéré présumé reflète les rendements plus élevés des obligations de sociétés de qualité. Les taux d'actualisation reflètent les taux d'intérêt du marché sur les obligations de grande qualité assurant des flux de trésorerie qui 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.

En 2013, le coût net des régimes de retraite à prestations déterminées consolidé a augmenté de 14 millions \$ par rapport à 2012 en raison surtout de l'acquisition de Central Hudson. Compte non tenu de Central Hudson, l'augmentation des coûts découlant de la baisse des taux d'actualisation présumés et de l'amortissement de pertes actuarielles a été en grande partie neutralisée par une hausse des rendements estimatifs des actifs des régimes attribuable à l'accroissement des actifs et à l'augmentation des ajustements réglementaires. Toute augmentation du coût net des régimes de retraite à prestations déterminées des entreprises de services publics réglementés pour 2014 devrait être recouvrée auprès de la clientèle à même les tarifs, sous réserve du risque lié aux prévisions dans ces entreprises de services publics dont les régimes de retraite à prestations déterminées sont moins importants.

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 des régimes de retraite de 2013 et sur l'obligation projetée au titre des prestations constituées connexe qui est comptabilisée dans les états financiers consolidés annuels de 2013 de la Société.

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

Exercice clos le 31 décembre 2013

(Diminution) augmentation (en millions \$)	Coût net au titre des prestations constituées des régimes de retraite	Obligation projetée au titre des prestations constituées <sup>1)</sup>
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de taux de rendement	(3)	53
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux de rendement	2	(49)
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	(27)	(214)
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	30	264

<sup>1)</sup> Les sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric utilisent une méthode pour établir l'hypothèse d'indexation des régimes de retraite, qui influe sur l'évaluation de l'obligation projetée au titre des prestations constituées; cette méthode est fondée sur le taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes de retraite. Par conséquent, une variation du taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes de retraite a une incidence sur l'obligation projetée au titre des prestations constituées. La direction de l'incidence d'une variation du taux de rendement prévu comme l'hypothèse pour les sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric résulte également de la méthode utilisée pour établir l'hypothèse d'indexation des régimes de retraite.

Les autres hypothèses utilisées pour mesurer le coût net au titre des prestations constituées des régimes de retraite et/ou l'obligation projetée au titre des prestations constituées 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.

Les régimes d'ACR de la Société et de ses filiales sont également assujettis aux estimations utilisées pour le calcul actuariel du coût et des obligations au titre des prestations constituées. Des hypothèses semblables à celles décrites ci-dessus, à l'exception des hypothèses relatives au taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes de retraite, qui s'appliquent uniquement au régime d'ARC de Central Hudson, de même que du taux d'évolution des coûts des soins de santé, ont aussi été utilisées par la direction pour établir le coût net des régimes d'ACR et des obligations au titre des prestations constituées.

Les actifs des régimes d'ACR de Central Hudson ont eu des rendements positifs totalisant environ 12 millions \$ en 2013, comparativement à des rendements positifs prévus d'environ 4 millions \$.

Le tableau qui suit présente les incidences d'une variation de 100 points de base du taux d'évolution des coûts des soins de santé et du taux d'actualisation sur le coût net des régimes d'ACR pour 2013 et sur l'obligation connexe au titre des prestations constituées consolidée comptabilisée dans les états financiers consolidés annuels de 2013 de la Société.

### Analyse de sensibilité à une variation du taux d'évolution des coûts des soins de santé et du taux d'actualisation

Exercice clos le 31 décembre 2013

Augmentation (diminution) <i>(en millions \$)</i>	Coût net des régimes d'ACR	Obligation au titre des prestations constituées
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'évolution des coûts des soins de santé	3	38
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'évolution des coûts des soins de santé	(2)	(31)
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	(5)	(56)
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	5	66

Comme approuvé par l'organisme de réglementation concerné, le coût des régimes de retraite à prestations déterminées de FortisAlberta est recouré à même les tarifs facturés à la clientèle en fonction des paiements au comptant versés. Tout écart entre les paiements au comptant faits au cours de l'exercice et le coût engagé au cours de l'exercice est reporté à titre d'actif réglementaire ou de passif réglementaire. Par conséquent, des modifications des hypothèses entraînent des variations des actifs réglementaires et des passifs réglementaires pour FortisAlberta. Les sociétés FortisBC Energy, Central Hudson, FortisBC Electric et Newfoundland Power ont, comme approuvé par les organismes de réglementation, des mécanismes 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 facturés à la clientèle, à titre d'actif réglementaire ou de passif réglementaire. Toutefois, rien ne garantit que de tels mécanismes de report existeront dans l'avenir puisqu'ils dépendent des décisions et ordonnances réglementaires futures.

Au 31 décembre 2013, pour l'ensemble des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR, la Société avait des obligations au titre des prestations constituées consolidées de 2 141 millions \$ (1 417 millions \$ au 31 décembre 2012) et des actifs de régimes consolidés de 1 662 millions \$ (868 millions \$ au 31 décembre 2012) pour une situation de capitalisation consolidée en position de passif de 479 millions \$ (549 millions \$ au 31 décembre 2012). En 2013, la Société a comptabilisé un coût net au titre des prestations constituées consolidé de 77 millions \$ (62 millions \$ en 2012) 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. Des incertitudes pèsent également sur l'estimation des coûts futurs de mise hors service des immobilisations en raison d'événements externes potentiels tels que des modifications aux lois ou règlements, et des percées dans les technologies de remise en état des lieux. Bien que la Société ait des obligations relativement 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 des réseaux et à la remise en état de certains terrains, aucun montant n'était comptabilisé aux 31 décembre 2013 et 2012, à l'exception des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations comptabilisées par FortisBC Electric et Central Hudson.

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 hydroélectrique et de transport et distribution seront utilisés pendant une période indéfinie en raison de la nature de leurs activités; que les licences, les permis, les ententes d'installations d'interconnexion et les contrats d'approvisionnement en énergie de gros applicables devraient être raisonnablement renouvelés ou prolongés pour une période indéfinie afin de maintenir l'intégrité des actifs connexes et d'assurer la prestation continue du service aux clients; qu'un bail foncier sera renouvelé pour une période indéfinie; et que la nature et le montant exacts de la remise en état de terrains ne peuvent être établis. S'il arrivait que des problèmes environnementaux soient relevés, que des actifs soient mis hors service ou que les licences, permis, ententes et baux applicables soient résiliés, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations seraient alors comptabilisées, à la condition que les coûts puissent faire l'objet d'une estimation raisonnable et qu'ils soient importants.

Au 31 décembre 2013, FortisBC Electric avait comptabilisé des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'environ 2 millions \$ (3 millions \$ au 31 décembre 2012) liées à l'enlèvement de l'huile contaminée aux biphényles polychlorés (« BPC ») de son équipement électrique, et Central Hudson avait comptabilisé des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'environ 1 million \$ liées principalement à des mesures correctives de présence d'amiante. Le passif au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations au 31 décembre 2013 est classé dans le bilan consolidé à titre d'autre passif à long terme avec compensation dans les immobilisations de services publics. Tous les facteurs utilisés pour estimer les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations des sociétés susmentionnées constituent la meilleure estimation par la direction de la juste valeur des coûts requis pour se conformer aux lois et règlements existants. Il est raisonnablement possible que les volumes d'actifs contaminés, les taux d'inflation présumés, les estimations de coûts pour exécuter les travaux et la tendance présumée des flux de trésorerie annuels se révèlent très différents des hypothèses actuelles des sociétés susmentionnées. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations peuvent changer d'une période à l'autre en raison des changements dans l'estimation de ces incertitudes. Parmi les autres filiales ayant aussi été touchées par les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations relatives à l'enlèvement de l'huile contaminée aux BPC de leur équipement électrique, notons Central Hudson, FortisAlberta, Newfoundland Power, FortisOntario et Maritime Electric. Au 31 décembre 2013, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations relatives à l'enlèvement de l'huile contaminée aux BPC de ces entreprises de services publics n'étaient pas importantes, et n'étaient donc pas comptabilisées.

**Constatation des produits :** Les produits des entreprises de services publics réglementés de la Société sont généralement constatés selon la comptabilité d'exercice. Le gaz et l'électricité consommés 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 à chaque fin de période, sauf pour certains consommateurs d'électricité de Central Hudson, selon l'approbation de l'organisme de réglementation. Au 31 décembre 2013, des produits non facturés d'environ 14 millions \$ (13 millions \$ US) de Central Hudson associés à ces consommateurs d'électricité n'étaient pas comptabilisés.

Le total des produits non facturés pour la période correspond aux ventes de gaz naturel et d'électricité estimatives aux clients pour 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 en raison du fait que les résultats réels diffèrent des estimations. Au 31 décembre 2013, les produits non facturés comptabilisés dans les débiteurs étaient d'environ 341 millions \$ (284 millions \$ au 31 décembre 2012) sur des produits consolidés annuels d'environ 4 047 millions \$ pour 2013 (3 654 millions \$ pour 2012). L'augmentation de 57 millions \$ du total des produits non facturés depuis le 31 décembre 2012 est attribuable à l'acquisition de Central Hudson, à la hausse des produits tirés du transport et de la distribution de FortisAlberta et à la hausse des ventes d'électricité pour FortisBC Electric et Newfoundland Power.

**Coûts indirects capitalisés :** Conformément aux exigences de leurs organismes de réglementation respectifs, les sociétés FortisBC Energy, Central Hudson, FortisBC Electric, Newfoundland Power, Maritime Electric, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos capitalisent les coûts indirects qui ne sont pas directement attribuables à des immobilisations de services publics précis, mais qui ont trait au programme général d'investissement. La méthode de calcul et d'attribution des coûts indirects généraux capitalisés dans les immobilisations de services publics est établie par les organismes de réglementation respectifs. 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. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2013, FortisOntario n'est plus autorisée à capitaliser les coûts indirects qui ne sont pas directement attribuables à des immobilisations de services publics précises.

**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 défavorable 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.

### Fortis

En mai 2012, CH Energy Group et Fortis ont conclu un accord de règlement proposé avec l'avocat des actionnaires demandeurs relativement à plusieurs actions contre Fortis et d'autres défendeurs intentées ou transférées devant la Cour suprême de l'État de New York, comté de New York, au sujet de l'acquisition de CH Energy Group par Fortis. Les demandeurs alléguent de façon générale que les administrateurs de CH Energy Group ont manqué à leurs obligations de fiduciaires quant à l'acquisition et que CH Energy Group, Fortis, FortisUS Inc. et Cascade Acquisition Sub Inc. auraient aidé ou encouragé ce manquement. L'accord de règlement doit être approuvé par la Cour. En février 2014, la Cour suprême de l'État de New York a délivré une ordonnance sur consentement certifiant provisoirement l'affaire comme recours collectif et fournissant les directives à suivre en attendant l'audience de règlement qui aura lieu en juin 2014.

Après l'annonce de l'acquisition proposée de UNS Energy le 11 décembre 2013, plusieurs actions ont été intentées contre Fortis et d'autres défendeurs devant la Cour suprême de l'Arizona, comté de Pima, et la Cour de district des États-Unis pour le district de l'Arizona, contestant l'acquisition proposée. Les demandeurs allèguent de façon générale que les administrateurs de UNS Energy ont manqué à leurs obligations de fiduciaires quant à l'acquisition proposée et que UNS Energy, Fortis, FortisUS Inc. et Color Acquisition Sub Inc. auraient aidé ou encouragé ce manquement.

L'issue de ces poursuites ne peut être prévue avec certitude et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés. Un jugement défavorable accordant des dommages-intérêts pécuniaires pourrait avoir une incidence négative importante sur les activités de la société issue de l'acquisition. Une injonction provisoire pourrait retarder ou compromettre la réalisation de l'acquisition et un jugement défavorable comportant une injonction permanente pourrait entraver la conclusion de la transaction pendant une période indéterminée. Sous réserve de ce qui précède et d'après les faits connus et les circonstances actuelles, la direction ne s'attend pas à ce que les poursuites entraînent une incidence négative sur la situation financière consolidée de Fortis. Les défendeurs ont l'intention de se défendre vigoureusement contre ces poursuites.

### **FHI**

En avril 2013, FHI et Fortis ont été nommées défendeurs dans une action intentée par la bande indienne de Coldwater (la « bande ») auprès de la Cour suprême de la Colombie-Britannique. L'action intentée concerne la participation dans un droit de passage de pipeline sur des terres de la réserve. Le pipeline situé sur le droit de passage a été transféré par FHI (alors Terasen Inc.) à Kinder Morgan Inc. en avril 2007. La bande veut obtenir une ordonnance annulant le droit de passage et demande des dommages-intérêts en compensation d'une ingérence injustifiée nuisant à l'utilisation et à la jouissance des terres de la réserve de la bande. L'issue ne peut être raisonnablement établie et évaluée pour le moment et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés à cet égard.

FEI était demandeur dans une action intentée auprès de la Cour suprême de la Colombie-Britannique contre la ville de Surrey (« Surrey ») afin que la Cour détermine le partage des coûts, entre la Société et Surrey, à engager pour le déplacement d'un pipeline de transport de gaz naturel. Le déplacement était rendu nécessaire en raison du développement et de l'expansion des infrastructures de transport de Surrey. FEI prétendait que les parties avaient conclu une entente sur le partage des coûts. Surrey a intenté une action reconventionnelle, alléguant notamment que FEI avait rompu leur entente et que Surrey en avait subi des dommages. En décembre 2013, la Cour a rendu une décision ordonnant le partage à parts égales entre FEI et Surrey des coûts de déplacement du pipeline. La Cour a en outre penché en faveur de Surrey dans son action reconventionnelle quant à la rupture de l'entente par FEI. Le montant des dommages-intérêts qui pourrait être accordé à Surrey au moment d'une audience future ne peut être raisonnablement établi et estimé pour le moment et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés à cet égard.

### **FortisBC Electric**

Le gouvernement de la Colombie-Britannique a allégué des manquements au Code d'exploitation forestière et de la négligence à l'égard d'un incendie de forêt survenu près du lac Vaseux en 2003, avant l'acquisition de FortisBC Electric par Fortis, et a déposé et signifié un bref et une déclaration contre FortisBC Electric datés du 2 août 2005. Le gouvernement de la Colombie-Britannique a inclus dans son action des dommages d'environ 15 millions \$, ainsi que des intérêts pré-jugement, sans les quantifier en détail. FortisBC Electric et ses assureurs continuent de contester les réclamations du gouvernement de la Colombie-Britannique. L'issue ne peut être raisonnablement établie et évaluée pour le moment et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés à cet égard.

En juin 2012, le gouvernement de la Colombie-Britannique a intenté une action en son nom et au nom d'environ 17 propriétaires de maisons devant la Cour suprême de la Colombie-Britannique pour des dommages subis en raison d'un glissement de terrain causé par la rupture d'un barrage à Oliver, en Colombie-Britannique, en 2010. Le gouvernement de la Colombie-Britannique fait valoir que la rupture du barrage a été causée par l'utilisation par les défendeurs, dont FortisBC Electric fait partie, d'une route sur le barrage. Le gouvernement de la Colombie-Britannique estime que ses dommages et les dommages des propriétaires de maisons au nom desquels il a intenté l'action sont d'environ 15 millions \$. Bien que FortisBC Electric n'ait pas reçu signification, la société a retenu les services d'un avocat et a communiqué avec ses assureurs. L'issue ne peut être raisonnablement établie et évaluée pour le moment et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés à cet égard.

### **Central Hudson**

#### *Anciennes usines de gaz*

Central Hudson et ses prédécesseurs ont été propriétaires et exploitants d'usines de gaz pour répondre aux besoins en chauffage et en éclairage de leurs clients. Ces usines ont commencé à produire du gaz à partir de charbon et de pétrole du milieu à la fin des années 1800 jusqu'à ce que les dernières aient cessé leurs activités vers 1950. Cette production a généré certains sous-produits qui pourraient comporter des risques pour la santé humaine et l'environnement.

Le DEC, ministère qui régit le moment et l'étendue de la remise en état des sites des usines de gaz dans l'État de New York, a avisé Central Hudson qu'il croit que la société et ses prédécesseurs ont à un moment donné été propriétaires ou exploitants, ou les deux, des usines de gaz sur sept sites dans la zone de service de Central Hudson. Entre outre, le DEC a exigé que la société fasse enquête sur l'état des sites et, s'il y a lieu, procède à la remise en état des sites en vertu d'une ordonnance sur consentement, d'un accord de nettoyage volontaire ou d'un accord de nettoyage des friches industrielles. Central Hudson provisionne les coûts de remise en état d'après des montants qui peuvent être raisonnablement estimés. Au 31 décembre 2013, une obligation de 41 millions \$ US a été comptabilisée au titre de la remise en état des sites des usines de gaz et, en fonction d'une analyse de modélisation des coûts effectuée en 2012, il est estimé, selon un niveau de confiance de 90 %, que le total des coûts de remise en état sur 30 ans de ces sites n'excédera pas 152 millions \$ US.

## Rapport de gestion

Central Hudson a avisé ses assureurs et prévoit leur demander le remboursement des coûts de remise en état en vertu des polices couvrant pareils coûts. De plus, comme le permet la PSC, Central Hudson peut actuellement reporter, pour recouvrement futur auprès des clients, les écarts entre les coûts réels de l'enquête et de la remise en état des sites des usines de gaz et les limites tarifaires prévues, et les coûts de possession seront comptabilisés dans les soldes de report au taux de rendement autorisé avant impôts.

### Eltings Corners

Central Hudson possède et exploite une installation de maintenance et d'entreposage. Le processus de renouvellement du permis de cette installation pour la gestion de déchets dangereux a mené à la découverte d'une contamination des sédiments de la zone humide située en face de la propriété principale. En se fondant sur les travaux d'enquête menés par Central Hudson, le DEC et Central Hudson ont convenu à la fin de 2013 qu'aucune autre enquête n'était requise. À la demande du DEC, Central Hudson a soumis un document d'orientation préliminaire relatif à l'étude des mesures correctives aux fins d'examen par le DEC. Bien que l'étendue de la contamination soit désormais établie, le moment et les coûts de toute remise en état future ne peuvent être raisonnablement estimés à ce jour, et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés.

### Litige sur l'amiante

Avant l'acquisition de CH Energy Group, diverses poursuites liées à l'amiante ont été intentées contre Central Hudson. Bien qu'un total de 3 342 poursuites liées à l'amiante aient été intentées, 1 170 étaient pendantes au 31 décembre 2013. Parmi les poursuites intentées contre Central Hudson qui ne sont plus pendantes, 2 017 ont été rejetées ou abandonnées sans paiement de la part de la société, et Central Hudson a réglé les 155 autres poursuites. La société n'est actuellement pas en mesure d'évaluer la validité des poursuites restantes liées à l'amiante; toutefois, à partir de l'information dont Central Hudson dispose à ce jour, y compris l'historique de la société en matière de règlement et de rejet des poursuites liées à l'amiante, Central Hudson croit que les coûts qui pourraient être engagés relativement aux poursuites pendantes n'auront pas d'incidence importante sur sa situation financière, ses résultats d'exploitation ou ses flux de trésorerie et, par conséquent, aucun montant n'a été provisionné dans les états financiers consolidés.

## PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES ANNUELLES

Les tableaux qui suivent présentent les informations financières annuelles pour les exercices clos les 31 décembre 2013, 2012 et 2011.

### Principales informations financières annuelles

Exercices clos les 31 décembre

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

	2013	2012	2011
Produits d'exploitation	4 047	3 654	3 738
Bénéfice net	420	371	366
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	353	315	311
Résultat de base par action ordinaire	1,74	1,66	1,71
Résultat dilué par action ordinaire	1,73	1,65	1,70
Total de l'actif	17 908	14 950	14 214
Dette à long terme (incluant la tranche à court terme)	7 204	5 900	5 788
Actions privilégiées	1 229	1 108	912
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	4 772	3 992	3 823
Dividendes déclarés par action ordinaire	1,25	1,21	1,17
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série C <sup>1</sup>	0,4862	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>2</sup>	1,1416	1,3125	1,3125
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série H	1,0625	1,0625	1,0625
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série J <sup>3</sup>	1,1875	0,3514	–
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série K <sup>4</sup>	0,6233	–	–

<sup>1)</sup> En juillet 2013, la Société a racheté la totalité des actions privilégiées de premier rang de série C émises et en circulation, à un prix d'achat de 25,1456 \$ l'action, soit l'équivalent de 25,00 \$ plus les dividendes courus et non versés par action.

<sup>2)</sup> Le taux du dividende fixe annuel par action pour les actions privilégiées de premier rang de série G a été rétabli de 1,3125 \$ à 0,9708 \$ pour la période de cinq ans du 1<sup>er</sup> septembre 2013, inclusivement, au 1<sup>er</sup> septembre 2018, exclusivement.

<sup>3)</sup> Les actions privilégiées de premier rang de série J ont été émises en novembre 2012 à 25,00 \$ l'action et donnent droit à des dividendes cumulatifs de 1,1875 \$ par action par année.

<sup>4)</sup> Les actions privilégiées de premier rang à taux d'intérêt fixe de série K ont été émises en juillet 2013 à 25,00 \$ l'action et donnent droit à des dividendes cumulatifs de 1,0000 \$ par action par année pour les six premières années.

**2013/2012** : Les produits d'exploitation ont augmenté de 393 millions \$, ou 10,8 %, par rapport à 2012, et le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a atteint 353 millions \$, en hausse de 38 millions \$ par rapport à 2012. Pour en savoir plus sur les raisons à l'origine de la variation des produits d'exploitation et du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, se reporter aux rubriques « Résultats d'exploitation consolidés » et « Faits saillants financiers » du présent rapport de gestion.

Le total des actifs a augmenté du fait de l'acquisition de CH Energy Group par la Société en juin 2013 et des investissements continus dans l'infrastructure énergétique, faits dans le cadre des programmes d'investissement des entreprises de services publics dans l'Ouest canadien et des travaux de construction de l'Expansion Waneta qui se poursuivent. L'augmentation de la dette à long terme est principalement attribuable au financement de l'acquisition de CH Energy Group, y compris la dette prise en charge par suite de l'acquisition, et au soutien des investissements dans l'infrastructure énergétique.

Le résultat de base par action ordinaire s'est établi à 1,74 \$ en 2013, contre 1,66 \$ en 2012. L'augmentation s'explique par une hausse du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, en partie contrebalancée par l'incidence d'une hausse de 6,6 % du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, qui s'explique essentiellement par l'émission de 18,5 millions d'actions ordinaires par suite de la conversion des reçus de souscription à la clôture de l'acquisition de CH Energy Group en juin 2013.

**2012/2011** : Les produits d'exploitation ont diminué de 84 millions \$, ou 2,2 %, par rapport à 2011. La diminution est principalement attribuable à : i) une baisse du coût du gaz naturel facturé aux clients; ii) l'expropriation de Belize Electricity et l'arrêt consécutif de la comptabilisation des résultats de cette entreprise de services publics selon la méthode de la consolidation, avec prise d'effet en juin 2011; iii) une baisse de la consommation moyenne de gaz des clients des secteurs résidentiel et commercial en raison des températures plus chaudes dans l'ensemble; et iv) une baisse de la production hydroélectrique non réglementée, principalement en raison de précipitations moins abondantes et de la mise hors service d'une centrale dans le nord-ouest de l'État de New York en 2012. La diminution a été en partie compensée par : i) une hausse de la composante tarifs de base pour la plupart des entreprises de services publics réglementés; ii) des produits nets tirés du transport d'environ 8,5 millions \$ constatés en 2012 par FortisAlberta; iii) une refacturation dans les tarifs d'électricité à la clientèle de l'augmentation des coûts de l'approvisionnement énergétique, le cas échéant, pour la plupart des entreprises de services publics réglementés d'électricité; iv) une augmentation des ventes d'électricité principalement pour Newfoundland Power et Maritime Electric; v) une augmentation de 4 millions \$ des produits tirés des droits de concession pour FortisAlberta en 2012; vi) la croissance du nombre de clients attribuable surtout à FortisAlberta; vii) une augmentation des produits tirés du raccordement aux poteaux pour FortisBC Electric, et des écarts dans le montant des incitatifs selon la TAR qui ont été remboursés aux clients de FortisBC Electric par rapport à l'exercice précédent; et viii) une augmentation des produits de la division de l'hôtellerie de Fortis Properties.

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a atteint 315 millions \$ par rapport à 311 millions \$ pour 2011. Compte non tenu : i) des charges de 7,5 millions \$ après impôts liées à l'acquisition de CH Energy Group; et ii) des frais ponctuels après impôts de 11 millions \$ versés à Fortis en 2011 suivant la résiliation d'une entente de fusion avec la Central Vermont Public Service Corporation, le bénéfice s'est accru d'environ 22 millions \$ au cours de 2011. La hausse du bénéfice est principalement attribuable à l'amélioration du rendement des entreprises de services publics réglementés au Canada liée : i) à la croissance de la base tarifaire, particulièrement pour les entreprises de services publics dans l'Ouest canadien; ii) aux produits nets tirés du transport de 8,5 millions \$, et à la dotation aux amortissements et aux frais financiers qui ont été moins élevés que prévu en 2012, compensés en partie par un gain de 1 million \$ à la vente de biens en 2011 pour FortisAlberta; iii) à une baisse du taux d'imposition effectif de Newfoundland Power et de Maritime Electric; iv) à l'augmentation des produits tirés du raccordement aux poteaux et aux frais financiers moins élevés que prévu en 2012 pour FortisBC Electric, contrebalancés en partie par l'expiration du mécanisme de TAR en décembre 2011; v) au rendement cumulatif dégagé sur les investissements faits par FortisOntario dans les compteurs intelligents en 2012; et vi) à l'augmentation des volumes de gaz transportés aux clients du secteur industriel, aux charges d'exploitation moins élevées que prévu en 2012 et à la baisse du taux d'imposition effectif pour les sociétés FortisBC Energy, qui ont été en partie contrebalancées par une baisse de la PFUPC capitalisée. Les augmentations susmentionnées ont été en partie compensées par : i) une hausse des charges du secteur Siège social et autres, principalement attribuable à une perte de change de 2 millions \$ comptabilisée en 2012, comparativement à un gain de change de 1,5 million \$ après impôts comptabilisé en 2011; et ii) une diminution du bénéfice provenant des activités de production hydroélectrique non réglementées attribuable à la baisse de production et à la baisse du bénéfice de Fortis Properties, qui reflète une baisse du rendement de la division de l'hôtellerie et un accroissement de l'amortissement.

Le total des actifs a augmenté du fait des investissements continus de la Société dans ses réseaux énergétiques réglementés, faits dans le cadre des programmes d'investissement des entreprises de services publics dans l'Ouest canadien, et des travaux de construction de l'Expansion Waneta non réglementée qui se poursuivent. La hausse de la dette à long terme, qui a permis de soutenir les investissements dans l'infrastructure énergétique, a été en partie neutralisée par le remboursement en 2012 des emprunts sur les facilités de crédit consenties, qui sont classés à long terme, à l'aide d'une partie du produit tiré de l'émission d'actions privilégiées de la Société d'un montant de 200 millions \$.

Le résultat de base par action ordinaire s'est établi à 1,66 \$ en 2012, contre 1,71 \$ en 2011. La baisse tient à l'incidence d'une hausse de 5 % du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, essentiellement associée à l'émission d'actions ordinaires au milieu de 2011, compensée en partie par une hausse du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires.

## RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

Les tableaux qui suivent présentent les informations financières non auditées pour les quatrièmes trimestres clos les 31 décembre 2013 et 2012. Une analyse des résultats financiers pour le quatrième trimestre de 2013 figure aussi dans le communiqué sur les résultats du quatrième trimestre de 2013 de la Société, daté du 6 février 2014 et déposé à cette date sur SEDAR, à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com), et intégré par renvoi au présent rapport de gestion.

### Sommaire des volumes de gaz et des ventes d'énergie et d'électricité

Quatrièmes trimestres clos les 31 décembre (non audité)	2013	2012	Écart
<b>Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada (PJ)</b>			
Sociétés FortisBC Energy	68	60	8
<b>Entreprises de services publics réglementés de gaz et d'électricité aux États-Unis</b>			
Central Hudson – Volumes de gaz (PJ)	5	–	5
Central Hudson – Ventes d'électricité (GWh)	1 209	–	1 209
<b>Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada (GWh)</b>			
FortisAlberta	4 523	4 365	158
FortisBC Electric	887	830	57
Newfoundland Power	1 583	1 539	44
Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	596	578	18
	<b>7 589</b>	<b>7 312</b>	<b>277</b>
<b>Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes (GWh)</b>	<b>189</b>	<b>181</b>	<b>8</b>
<b>Activités non réglementées – Fortis Generation (GWh)</b>	<b>144</b>	<b>50</b>	<b>94</b>

### Volumes de gaz

L'augmentation des volumes de gaz est attribuable à une hausse de la consommation moyenne des clients des secteurs résidentiel et commercial ainsi que du secteur des transports des sociétés FortisBC Energy en raison de températures plus froides. Les volumes de gaz ont également augmenté en raison de l'acquisition de Central Hudson.

### Ventes d'énergie et d'électricité

L'augmentation des livraisons d'énergie de FortisAlberta est attribuable à l'augmentation du nombre de clients, principalement des secteurs résidentiel et commercial. L'augmentation a été en partie contrebalancée par une baisse de la consommation moyenne des clients des secteurs résidentiel et commercial et des secteurs de l'agriculture et de l'irrigation en raison d'une diminution de la charge de chauffage.

L'augmentation des ventes d'électricité est principalement attribuable à l'acquisition de Central Hudson, à la hausse de la production hydroélectrique non réglementée au Belize en raison des précipitations plus abondantes et à la hausse de la consommation moyenne des clients de FortisBC Electric, de Newfoundland Power et de Maritime Electric en raison de températures plus froides au quatrième trimestre de 2013. La croissance de la clientèle de Newfoundland Power et de Caribbean Utilities et les températures plus chaudes sur l'île Grand Caïman, qui ont entraîné une augmentation de la charge sollicitée pour l'air conditionné, ont aussi favorablement touché les ventes d'électricité par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les augmentations susmentionnées ont été en partie contrebalancées par une baisse de la consommation moyenne des clients de l'Ontario, reflet des températures plus modérées, des mesures de conservation de l'énergie prises par les clients et de la conjoncture économique qui reste difficile dans la région.

### Produits et bénéfice net sectoriels attribuables aux actionnaires ordinaires

Quatrièmes trimestres clos les 31 décembre (non audité) (en millions \$, sauf les montants par action)	Produits d'exploitation			Bénéfice net		
	2013	2012	Écart	2013	2012	Écart
<b>Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada</b>						
Sociétés FortisBC Energy	446	422	24	50	49	1
<b>Entreprises de services publics réglementés de gaz et d'électricité aux États-Unis</b>						
Central Hudson	165	–	165	11	–	11
<b>Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada</b>						
FortisAlberta	121	113	8	18	23	(5)
FortisBC Electric	87	81	6	13	12	1
Newfoundland Power	167	159	8	10	9	1
Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	94	89	5	4	5	(1)
	<b>469</b>	<b>442</b>	<b>27</b>	<b>45</b>	<b>49</b>	<b>(4)</b>
<b>Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes</b>	<b>77</b>	<b>71</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>4</b>
<b>Activités non réglementées – Fortis Generation</b>	<b>11</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>2</b>
<b>Activités non réglementées – autres que de services publics</b>	<b>62</b>	<b>61</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>(2)</b>
<b>Siège social et autres</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>1</b>	<b>(21)</b>	<b>(22)</b>	<b>1</b>
<b>Éliminations intersectorielles</b>	<b>(8)</b>	<b>(8)</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>
<b>Total</b>	<b>1 229</b>	<b>999</b>	<b>230</b>	<b>100</b>	<b>87</b>	<b>13</b>
<b>Résultat de base par action ordinaire (\$)</b>				<b>0,47</b>	<b>0,46</b>	<b>0,01</b>

### Produits d'exploitation

L'augmentation des produits est attribuable à l'acquisition de Central Hudson, à la hausse de la composante tarifs de base pour la plupart des entreprises de services publics réglementés, à la hausse des ventes d'électricité et des volumes de gaz, et à un effet de change favorable lié à la conversion de produits libellés en dollars américains.

L'augmentation des produits a été en partie contrebalancée par la baisse du RCP autorisé des sociétés FortisBC Energy et de FortisBC Electric, par une baisse de la composante capitaux propres de la structure du capital de FEI, au 1<sup>er</sup> janvier 2013, par suite de la décision réglementaire sur la première étape de l'instance générale sur le coût du capital en Colombie-Britannique, et par la diminution des produits nets tirés du transport pour FortisAlberta.

### Bénéfice

La hausse du bénéfice est surtout attribuable à : i) l'acquisition de CH Energy Group, y compris la contribution de 11 millions \$ de Central Hudson et une perte nette d'environ 2 millions \$ pour les activités non réglementées; ii) une hausse de la production hydroélectrique non réglementée au Belize, en partie contrebalancée par des charges d'impôts liées à la société Exploits; iii) une hausse du bénéfice des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes, attribuable à la capitalisation des coûts indirects de Fortis Turks and Caicos; iv) une hausse du bénéfice des sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric, principalement attribuable aux frais financiers plus bas que prévu et à une croissance de la base tarifaire, en partie contrebalancée par la baisse du RCP autorisé pour chacune des entreprises de services publics et de la composante capitaux propres de la structure du capital de FEI; et v) un gain tiré de la vente d'un terrain par Newfoundland Power. La hausse a été en partie contrebalancée par une baisse du bénéfice de FortisAlberta et des autres entreprises de services publics d'électricité au Canada. Le calendrier de l'amortissement et de certaines charges d'exploitation ainsi qu'une baisse des produits nets tirés du transport pour FortisAlberta ont été en partie contrebalancés par la croissance de la base tarifaire et l'augmentation du nombre de clients. Pour les autres entreprises de services publics d'électricité au Canada, la baisse est principalement attribuable à l'incidence du rajustement de rendement cumulatif sur les investissements faits dans les compteurs intelligents par FortisOntario en 2012. Les charges du secteur Siège social et autres ont été semblables à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

### Sommaire des flux de trésorerie consolidés

Quatrièmes trimestres clos les 31 décembre (*non audité*)

(en millions \$)

	2013	2012	Écart
<b>Trésorerie au début de la période</b>	<b>155</b>	147	8
<b>Flux de trésorerie liés aux :</b>			
Activités d'exploitation	<b>233</b>	176	57
Activités d'investissement	<b>(344)</b>	(323)	(21)
Activités de financement	<b>31</b>	154	(123)
Moins la trésorerie des activités abandonnées	<b>(3)</b>	–	(3)
<b>Trésorerie à la fin de la période</b>	<b>72</b>	154	(82)

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont augmenté de 57 millions \$ par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation est attribuable surtout aux variations favorables du fonds de roulement, en particulier du côté de Maritime Electric et de FortisAlberta, combinées à la hausse des bénéfices et au recouvrement auprès des clients des hausses approuvées par les organismes de réglementation des taux d'amortissement.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont augmenté de 21 millions \$ par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation est surtout attribuable à la hausse des dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementés, y compris les dépenses en immobilisations de Central Hudson, en partie contrebalancée par une baisse des dépenses en immobilisations de FortisAlberta et de la centrale non réglementée Expansion Waneta.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont baissé de 123 millions \$ par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent du fait : i) du produit tiré de l'émission d'actions privilégiées réalisé en novembre 2012; ii) de l'augmentation des remboursements des emprunts sur les facilités de crédit confirmées; et iii) de l'augmentation des remboursements sur la dette à long terme. La baisse a été contrebalancée en partie par la hausse du produit tiré de l'émission de titres de créance à long terme.

## SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Le tableau ci-dessous présente les informations trimestrielles non auditées pour chacun des huit trimestres clos à partir du 31 mars 2012 jusqu'au 31 décembre 2013. Cette information est tirée des états financiers consolidés intermédiaires non audités de la Société. 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 audité)

Trimestre clos le	Produits d'exploitation (en millions \$)	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions \$)	Résultat par action ordinaire	
			De base (\$)	Dilué (\$)
31 décembre 2013	1 229	100	0,47	0,47
30 septembre 2013	915	48	0,23	0,23
30 juin 2013	790	54	0,28	0,28
31 mars 2013	1 113	151	0,79	0,76
31 décembre 2012	999	87	0,46	0,45
30 septembre 2012	714	45	0,24	0,24
30 juin 2012	792	62	0,33	0,33
31 mars 2012	1 149	121	0,64	0,62

Le sommaire des huit derniers trimestres reflète la croissance interne continue de la Société et sa croissance découlant des acquisitions ainsi que le caractère saisonnier de ses 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 du calendrier et de l'application des décisions des organismes de réglementation. Le coût du combustible et de l'électricité achetée et le coût du gaz naturel, qui sont refacturés aux clients sans majoration, ont également une incidence sur les produits. Compte tenu de la nature diversifiée des filiales de la Société, le caractère saisonnier peut varier. Les sociétés FortisBC Energy génèrent la majeure partie de leur bénéfice annuel au cours des premier et quatrième trimestres.

**Décembre 2013/décembre 2012** : Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été de 100 millions \$, ou 0,47 \$ l'action ordinaire, au quatrième trimestre de 2013, comparativement à un bénéfice de 87 millions \$, ou 0,46 \$ l'action ordinaire, au quatrième trimestre de 2012. Une analyse des écarts entre les résultats financiers du quatrième trimestre de 2013 et du quatrième trimestre de 2012 est présentée à la rubrique « Résultats du quatrième trimestre » du présent rapport de gestion.

**Septembre 2013/septembre 2012** : Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été de 48 millions \$, ou 0,23 \$ l'action ordinaire, pour le troisième trimestre de 2013, en regard d'un bénéfice de 45 millions \$, ou 0,24 \$ l'action ordinaire, pour le troisième trimestre de 2012. Les résultats pour le troisième trimestre de 2013 ont subi l'incidence de l'acquisition de CH Energy Group. Central Hudson a contribué au bénéfice à hauteur de 12 millions \$ pour le troisième trimestre de 2013, et Griffith a subi une perte nette d'environ 2,5 millions \$. En raison de l'émission d'actions ordinaires et des coûts de financement associés à l'acquisition, le bénéfice par action ordinaire pour le troisième trimestre de 2013 n'a pas subi d'incidence importante du fait de l'acquisition de CH Energy Group. Le bénéfice pour le troisième trimestre de 2013 a été favorablement touché par l'augmentation de la production hydroélectrique non réglementée au Belize en raison des précipitations plus abondantes et par la diminution des charges du siège social. La baisse des charges du siège social est attribuable principalement à une hausse du recouvrement d'impôts découlant de la reprise de provisions d'impôts au troisième trimestre de 2013 et de la comptabilisation d'une charge d'impôts liée à l'impôt de la partie VI.1 au troisième trimestre de 2012, et à une baisse de la perte de change, en partie contrebalancées par la hausse des dividendes sur actions privilégiées et des coûts de rachat. L'augmentation du bénéfice a été en partie contrebalancée par la diminution de la contribution des sociétés FortisBC Energy, FortisBC Electric, FortisAlberta et Newfoundland Power. La baisse du bénéfice des sociétés FortisBC Energy est principalement attribuable à la hausse des charges d'exploitation et de maintenance et à la baisse du RCP autorisé et de la composante capitaux propres de la structure du capital découlant de la décision réglementaire sur la première étape de l'instance générale sur le coût du capital en Colombie-Britannique, en partie contrebalancées par la croissance de la base tarifaire. La baisse du bénéfice de FortisBC Electric est principalement attribuable à un recul du RCP autorisé provisoire découlant de la décision réglementaire sur la première étape de l'instance générale sur le coût du capital en Colombie-Britannique, à une diminution des produits tirés du raccordement aux poteaux et à une hausse des impôts sur les bénéfices selon le taux d'imposition effectif, compensés en partie par la croissance de la base tarifaire et des frais financiers moins élevés que prévu. Pour FortisAlberta, la baisse des produits nets tirés du transport et les coûts de 1 million \$ liés aux inondations survenues dans le sud de l'Alberta en juin 2013 ont été contrebalancés dans une large mesure par la croissance de la base tarifaire, la croissance de la clientèle et le calendrier des charges d'exploitation. La baisse du bénéfice de Newfoundland Power attribuable à la reprise de l'impôt de la partie VI.1 frappé de prescription au troisième trimestre de 2012 est compensée en partie par la croissance de la base tarifaire et la baisse des coûts liés aux tempêtes.

**Juin 2013/juin 2012** : Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été de 54 millions \$, ou 0,28 \$ l'action ordinaire, pour le deuxième trimestre de 2013, en regard d'un bénéfice de 62 millions \$, ou 0,33 \$ l'action ordinaire, pour le deuxième trimestre de 2012. Le bénéfice pour le deuxième trimestre de 2013 a baissé de 32 millions \$, du fait des charges liées à l'acquisition et des avantages revenant aux clients et aux communautés afin d'obtenir l'approbation réglementaire aux fins de l'acquisition de CH Energy Group, alors que des charges liées à l'acquisition de 3 millions \$ avaient été comptabilisées au cours du deuxième trimestre de 2012. Le bénéfice pour le deuxième trimestre de 2013 a profité de l'incidence favorable par un recouvrement d'impôts de 25 millions \$, résultat de l'adoption des déductions plus élevées de l'impôt de la partie VI.1 sur les dividendes sur actions privilégiées de la Société. Pour le deuxième trimestre de 2012, le bénéfice avait baissé du fait de charges d'impôts de 3 millions \$ attribuables à l'impôt de la partie VI.1. En excluant l'incidence de l'acquisition susmentionnée et celle de l'impôt de la partie VI.1, le bénéfice net pour le deuxième trimestre de 2013 s'élève à 61 millions \$ comparativement à 68 millions \$ pour le deuxième trimestre de 2012. La baisse du bénéfice s'explique surtout par la diminution de la contribution des sociétés FortisBC Energy, FortisAlberta et FortisBC Electric et par le fléchissement des activités de production hydroélectrique non réglementées au Belize, en raison des précipitations moins fortes, en partie contrebalancés par une baisse des charges du siège social. Le bénéfice des sociétés FortisBC Energy et de FortisBC Electric a baissé respectivement de 8 millions \$ et 2 millions \$ en raison de la décision réglementaire portant sur la première étape de l'instance générale sur le coût du capital en Colombie-Britannique, laquelle a été rendue au deuxième trimestre de 2013. Pour les sociétés FortisBC Energy, la contribution au bénéfice provenant de la croissance de la base tarifaire a été largement contrebalancée par la baisse des volumes de gaz transportés aux clients. Le bénéfice de FortisAlberta a reculé en raison d'une baisse des produits nets tirés du transport et du calendrier de comptabilisation en 2012 d'une décision réglementaire qui s'est répercutée sur l'amortissement, le tout ayant été en partie neutralisé par le calendrier des charges d'exploitation, la croissance de la base tarifaire et la croissance de la clientèle. Le bénéfice de FortisBC Electric a profité de l'incidence favorable des frais financiers moins élevés que prévu, de la croissance de la base tarifaire et d'une hausse de la composante capitalisée de la PFUPC. La baisse des charges du siège social s'explique principalement par l'incidence favorable de la reprise de provisions d'impôts au deuxième trimestre de 2013, un gain de change plus élevé et la baisse des frais financiers, en partie contrebalancés par la hausse des dividendes sur actions privilégiées.

**Mars 2013/mars 2012** : Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été de 151 millions \$, ou 0,79 \$ l'action ordinaire, pour le premier trimestre de 2013, en regard d'un bénéfice de 121 millions \$, ou 0,64 \$ l'action ordinaire, pour le premier trimestre de 2012. Le bénéfice pour le premier trimestre de 2013 comprend un gain extraordinaire d'environ 22 millions \$ après impôts à la suite du règlement des questions d'expropriation touchant la société Exploits. Le reste de l'augmentation du bénéfice provient surtout de la hausse de la contribution de FortisAlberta, des sociétés FortisBC Energy et de FortisBC Electric, ainsi que d'une baisse des charges du siège social. L'augmentation du bénéfice de FortisAlberta découle principalement d'une baisse de l'amortissement et des produits nets tirés du transport d'environ 2 millions \$ comptabilisés au premier trimestre de 2013, associés à la finalisation des écarts relatifs aux volumes de transport de 2012. Pour les sociétés FortisBC Energy, l'amélioration du rendement est attribuable surtout à la croissance de la base tarifaire et à l'augmentation des volumes de gaz transportés aux clients, en partie contrebalancés par une hausse des impôts sur les bénéfices selon le taux d'imposition effectif. Pour FortisBC Electric, la hausse de rendement est principalement attribuable à la croissance de la base tarifaire, au calendrier des charges d'exploitation, aux frais financiers et à l'amortissement moins élevés que prévu et à une hausse de la composante capitalisée de la PFUPC, contrebalancés en partie par une hausse des impôts sur les bénéfices selon le taux d'imposition effectif. Les charges du siège social pour le premier trimestre de 2013 ont été réduites de 2 millions \$ grâce à l'effet de change, alors qu'au premier trimestre de 2012, elles avaient augmenté de 1,5 million \$ en raison de l'effet de change. Les charges liées à l'acquisition ont été d'environ 0,5 million \$ après impôts pour le premier trimestre de 2013 en regard de 4 millions \$ après impôts pour le premier trimestre de 2012. À l'exclusion des effets de change et des charges liées à l'acquisition mentionnés ci-dessus, les charges du secteur Siège social ont augmenté par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison surtout de la hausse des dividendes sur actions privilégiées, contrebalancée en partie par la baisse des frais financiers. L'augmentation du bénéfice a été en partie neutralisée par une baisse de la production hydroélectrique non réglementée au Belize du fait d'une baisse des précipitations et d'une baisse du bénéfice de Maritime Electric et de Fortis Properties.

## ÉVALUATION PAR 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 opérationnelle des contrôles et procédures de communication de l'information au 31 décembre 2013 et, d'après cette évaluation, ils ont conclu que ces contrôles et procédures étaient efficaces et fournissaient 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 au sein de la Société afin de fournir une assurance raisonnable quant à la fiabilité de l'information financière et de la préparation des états financiers consolidés à des fins externes conformément aux PCGR des États-Unis. 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 opérationnelle des contrôles internes à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2013 et, d'après cette évaluation, ils ont conclu que ces contrôles étaient efficaces et fournissaient cette assurance raisonnable. Au cours du quatrième trimestre de 2013, il n'y a eu aucun changement dans les contrôles internes de la Société à l'égard de l'information financière qui ait eu, ou pourrait raisonnablement avoir, une incidence importante sur ces contrôles.

### ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

#### Débitures convertibles représentées par des reçus de versement

Pour financer une partie de l'acquisition proposée de UNS Energy, en janvier 2014, par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive directe, Fortis a conclu la vente de débitures à 4 % de la Société pour un montant en capital global de 1,8 milliard \$. Pour plus de renseignements, voir la rubrique « Éléments importants – Débitures convertibles représentées par des reçus de versement » du présent rapport de gestion.

#### Vente de Griffith

En mars 2014, CH Energy Group a vendu sa filiale non réglementée, Griffith, pour environ 70 millions \$ US, en plus du fonds de roulement.

### PERSPECTIVES

Fortis se concentre sur la conclusion de l'acquisition de UNS Energy d'ici la fin de 2014. L'acquisition cadre bien avec la stratégie de la Société d'investir dans des actifs de grande qualité du secteur des services publics réglementés au Canada et aux États-Unis et devrait faire augmenter le bénéfice par action ordinaire de Fortis au cours de la première année complète après la conclusion, à l'exclusion des coûts non récurrents liés à l'acquisition. L'acquisition atténue le risque d'entreprise pour Fortis en améliorant la diversification géographique des actifs réglementés de la Société, puisque pas plus du tiers du total des actifs sera situé dans un même territoire réglementé.

À la conclusion de l'acquisition de UNS Energy, la base tarifaire consolidée de la Société devrait augmenter de quelque 3 milliards \$ US, et les entreprises de services publics de Fortis serviront plus de 3 000 000 de clients des secteurs de l'électricité et du gaz.

Au cours des cinq exercices de 2014 à 2018, le programme de dépenses en immobilisations consolidé de la Société devrait dépasser 6,5 milliards \$ et favorisera la croissance continue du bénéfice et des dividendes. De plus, UNS Energy a prévu que son programme d'investissement pour les exercices de 2015 à 2018 totalisera environ 1,5 milliard \$ (1,4 milliard \$ US).

Après la conclusion de l'acquisition de UNS Energy, les entreprises de services publics réglementés aux États-Unis représenteront environ le tiers du total des actifs, et les entreprises de services publics et les actifs de production hydroélectrique formeront environ 97 % du total des actifs de la Société.

La Société prévoit une augmentation du résultat par action ordinaire en 2015 et par la suite en raison des contributions provenant des acquisitions de Central Hudson et de UNS Energy, de l'achèvement de l'Expansion Waneta en 2015 et de l'expansion de l'usine de GNL de Tilbury en 2016, ce qui favorisera la croissance continue des dividendes.

### DONNÉES SUR LES ACTIONS EN CIRCULATION

Au 12 mars 2014, la Société avait environ 214,1 millions d'actions ordinaires; 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; 10,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série H; 8,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série J; 10,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série K; et 1,8 million de reçus de versement émis et en circulation. Seules les actions ordinaires de la Société sont assorties de droits de vote. Les actions privilégiées de premier rang de la Société ne seront pas assorties de droits de vote tant et aussi longtemps que Fortis n'aura pas omis de verser huit dividendes trimestriels, qu'ils soient déclarés, consécutifs ou non.

Le nombre d'actions ordinaires de Fortis qui seraient émises si la totalité des options sur actions, des actions privilégiées de premier rang de série E et des débitures convertibles représentées par des reçus de versement avaient été converties au 12 mars 2014 est le suivant.

#### Conversion de titres en actions ordinaires

Au 12 mars 2014 (*non audité*)

Titre	Nombre d'actions ordinaires (en millions)
Options sur actions	6,0
Actions privilégiées de premier rang, série E	6,8
Débitures convertibles représentées par des reçus de versement	58,6
<b>Total</b>	<b>71,4</b>

Des renseignements additionnels, y compris la notice annuelle, la circulaire d'information de la direction et les états financiers consolidés audités de Fortis pour 2013, sont disponibles sur 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).

## Table des matières

Rapport de la direction	75
Rapport des auditeurs indépendants	75
Bilans consolidés	76
États des résultats consolidés	77
États du résultat étendu consolidés	77
États des flux de trésorerie consolidés	78
États de l'évolution des capitaux propres consolidés	79
Notes afférentes aux états financiers consolidés	
NOTE 1	Description des activités 80
NOTE 2	Nature de la réglementation 82
NOTE 3	Sommaire des principales méthodes comptables 85
NOTE 4	Prises de position comptables futures 94
NOTE 5	Débiteurs 95
NOTE 6	Stocks 95
NOTE 7	Actifs et passifs réglementaires 96
NOTE 8	Actifs détenus en vue de la vente 101
NOTE 9	Autres actifs 101
NOTE 10	Immobilisations de services publics 102
NOTE 11	Immobilisations autres que de services publics 103
NOTE 12	Actifs incorporels 103
NOTE 13	Écart d'acquisition 104
NOTE 14	Créditeurs et autres passifs à court terme 104
NOTE 15	Dette à long terme 105
NOTE 16	Obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières 107
NOTE 17	Autres passifs 108
NOTE 18	Actions ordinaires 108
NOTE 19	Résultat par action ordinaire 109
NOTE 20	Actions privilégiées 110
NOTE 21	Cumul des autres éléments du résultat étendu 111
NOTE 22	Participations ne donnant pas le contrôle 112
NOTE 23	Régimes de rémunération à base d'actions 112
NOTE 24	Autres revenus (charges), montant net 114
NOTE 25	Frais financiers 115
NOTE 26	Impôts sur les bénéfices 115
NOTE 27	Gain extraordinaire, après impôts 116
NOTE 28	Avantages sociaux futurs 117
NOTE 29	Acquisitions d'entreprises 121
NOTE 30	Information sectorielle 124
NOTE 31	Informations supplémentaires sur les états des flux de trésorerie consolidés 125
NOTE 32	Instruments dérivés et activités de couverture 126
NOTE 33	Évaluation de la juste valeur 126
NOTE 34	Gestion des risques financiers 128
NOTE 35	Engagements 131
NOTE 36	Actifs expropriés 134
NOTE 37	Passifs éventuels 134
NOTE 38	Événements postérieurs à la date du bilan 136
NOTE 39	Chiffres correspondants 137

### Rapport de la direction

Les états financiers consolidés annuels ci-joints de Fortis Inc. et toute l'information contenue dans le rapport annuel de 2013 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 des États-Unis. L'information financière contenue ailleurs dans le rapport annuel de 2013 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 d'audit, 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 d'audit supervise l'audit indépendant 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 d'audit tient des réunions auxquelles participent la direction, les auditeurs nommés par les actionnaires et l'auditeur interne afin de discuter des résultats de l'audit indépendant, 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 d'audit de concert avec la direction et les auditeurs nommés par les actionnaires avant d'être recommandés au conseil d'administration aux fins d'approbation. Les auditeurs nommés par les actionnaires ont plein et libre accès au comité d'audit. Le comité d'audit 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 d'audit 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 auditeurs nommés par les actionnaires et de passer en revue leurs honoraires. Les états financiers consolidés annuels de 2013 ainsi que le rapport de gestion figurant dans le rapport annuel de 2013 ont été examinés par le comité d'audit 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., auditeurs indépendants nommés par les actionnaires de Fortis Inc. sur la recommandation du comité d'audit, a audité les états financiers consolidés annuels de 2013 et son rapport suit.



**H. Stanley Marshall**  
Président-directeur général, Fortis Inc.  
St. John's, Canada



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

### Rapport des auditeurs indépendants

Aux actionnaires de Fortis Inc.

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de Fortis Inc., qui comprennent les bilans consolidés aux 31 décembre 2013 et 2012 et les états consolidés des résultats, du résultat étendu, de l'évolution des capitaux propres et des flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates, ainsi qu'un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

#### Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

#### Responsabilité des auditeurs

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers consolidés sur la base de nos audits. Nous avons effectué nos audits selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève du jugement des auditeurs, et notamment de leur évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, les auditeurs prennent en considération le contrôle interne de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés, afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'entité. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus dans le cadre de nos audits sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

#### Opinion

À notre avis, les présents états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de Fortis Inc. aux 31 décembre 2013 et 2012, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

St. John's, Canada  
Le 13 mars 2014



Comptables agréés

## Bilans consolidés

### FORTIS INC.

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

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)

ACTIF	2013	2012
<b>Actifs à court terme</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	72 \$	154 \$
Débiteurs (note 5)	732	587
Charges payées d'avance	45	18
Stocks (note 6)	143	133
Actifs réglementaires (note 7)	150	185
Actifs détenus en vue de la vente (note 8)	112	–
Impôts reportés (note 26)	42	16
	<b>1 296</b>	<b>1 093</b>
<b>Autres actifs (note 9)</b>	<b>246</b>	<b>200</b>
<b>Actifs réglementaires (note 7)</b>	<b>1 672</b>	<b>1 515</b>
<b>Impôts reportés (note 26)</b>	<b>7</b>	<b>–</b>
<b>Immobilisations de services publics (note 10)</b>	<b>11 618</b>	<b>9 623</b>
<b>Immobilisations autres que de services publics (note 11)</b>	<b>649</b>	<b>626</b>
<b>Actifs incorporels (note 12)</b>	<b>345</b>	<b>325</b>
<b>Écart d'acquisition (note 13)</b>	<b>2 075</b>	<b>1 568</b>
	<b>17 908 \$</b>	<b>14 950 \$</b>
<b>PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>		
<b>Passifs à court terme</b>		
Emprunts à court terme (note 34)	160 \$	136 \$
Créditeurs et autres passifs à court terme (note 14)	957	966
Passifs réglementaires (note 7)	140	72
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 15)	780	159
Tranche à court terme des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières (note 16)	7	7
Passifs associés aux actifs détenus en vue de la vente (note 8)	32	–
Impôts reportés (note 26)	8	10
	<b>2 084</b>	<b>1 350</b>
<b>Autres passifs (note 17)</b>	<b>627</b>	<b>638</b>
<b>Passifs réglementaires (note 7)</b>	<b>902</b>	<b>681</b>
<b>Impôts reportés (note 26)</b>	<b>1 078</b>	<b>702</b>
<b>Dette à long terme (note 15)</b>	<b>6 424</b>	<b>5 741</b>
<b>Obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières (note 16)</b>	<b>417</b>	<b>428</b>
	<b>11 532</b>	<b>9 540</b>
<b>Capitaux propres</b>		
Actions ordinaires <sup>1)</sup> (note 18)	3 783	3 121
Actions privilégiées (note 20)	1 229	1 108
Surplus d'apport	17	15
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 21)	(72)	(96)
Bénéfices non répartis	1 044	952
	<b>6 001</b>	<b>5 100</b>
Participations ne donnant pas le contrôle (note 22)	375	310
	<b>6 376</b>	<b>5 410</b>
	<b>17 908 \$</b>	<b>14 950 \$</b>

<sup>1)</sup> Sans valeur nominale. Nombre illimité d'actions autorisées; 213,2 millions et 191,6 millions d'actions émises et en circulation respectivement aux 31 décembre 2013 et 2012

Engagements (note 35)  
Actifs expropriés (note 36)  
Passifs éventuels (note 37)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Approuvés au nom du conseil d'administration,



David G. Norris  
Administrateur



Peter E. Case  
Administrateur

## États financiers

### États des résultats consolidés

#### FORTIS INC.

<i>Pour les exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>	2013	2012
<b>Produits d'exploitation</b>	<b>4 047 \$</b>	3 654 \$
<b>Charges</b>		
Coûts de l'approvisionnement énergétique	1 617	1 522
Charges d'exploitation	1 037	868
Amortissements	541	470
	<b>3 195</b>	2 860
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>852</b>	794
Autres revenus (charges), montant net (note 24)	(31)	4
Frais financiers (note 25)	389	366
<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices, activités abandonnées et élément extraordinaire</b>	<b>432</b>	432
Charge d'impôts sur les bénéfices (note 26)	32	61
<b>Bénéfice tiré des activités poursuivies</b>	<b>400</b>	371
Bénéfice tiré des activités abandonnées, après impôts (note 8)	–	–
<b>Bénéfice avant élément extraordinaire</b>	<b>400</b>	371
Gain extraordinaire, après impôts (note 27)	20	–
<b>Bénéfice net</b>	<b>420 \$</b>	371 \$
<b>Bénéfice net attribuable aux :</b>		
Participations ne donnant pas le contrôle	10 \$	9 \$
Actionnaires privilégiés	57	47
Actionnaires ordinaires	353	315
	<b>420 \$</b>	371 \$
<b>Résultat par action ordinaire tiré des activités poursuivies (note 19)</b>		
De base	1,64 \$	1,66 \$
Dilué	1,63 \$	1,65 \$
<b>Résultat par action ordinaire (note 19)</b>		
De base	1,74 \$	1,66 \$
Dilué	1,73 \$	1,65 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

### États du résultat étendu consolidés

#### FORTIS INC.

<i>Pour les exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2013	2012
<b>Bénéfice net</b>	<b>420 \$</b>	371 \$
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>		
Gains latents (pertes latentes) de change, déduction faite des activités de couverture et après impôts (note 21)	16	(2)
Reclassement dans les bénéfices de pertes nettes sur instruments dérivés abandonnés à titre de couvertures de flux de trésorerie, après impôts (note 21)	1	1
Gains latents au titre des avantages sociaux futurs, après impôts (notes 21 et 28)	7	–
	<b>24</b>	(1)
<b>Résultat étendu</b>	<b>444 \$</b>	370 \$
<b>Résultat étendu attribuable aux :</b>		
Participations ne donnant pas le contrôle	10 \$	9 \$
Actionnaires privilégiés	57	47
Actionnaires ordinaires	377	314
	<b>444 \$</b>	370 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

## États des flux de trésorerie consolidés

### FORTIS INC.

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

	2013	2012
<b>Activités d'exploitation</b>		
Bénéfice net	420 \$	371 \$
Ajustements afin de rapprocher le bénéfice net et les rentrées de fonds nettes liées aux activités d'exploitation :		
Amortissement – immobilisations	475	424
Amortissement – actifs incorporels	49	44
Amortissement – divers	17	2
Charge (recouvrement) d'impôts reportés (note 26)	(6)	17
Avantages sociaux futurs à payer	17	10
Composante capitaux propres de la provision pour fonds utilisés pendant la construction (note 24)	(8)	(7)
Autres	(34)	(1)
Variation des actifs et des passifs réglementaires à long terme	14	54
Variation du fonds de roulement lié à l'exploitation hors trésorerie (note 31)	(45)	78
	<b>899</b>	<b>992</b>
<b>Activités d'investissement</b>		
Variation des autres actifs et des autres passifs	(8)	–
Dépenses en immobilisations – immobilisations de services publics	(1 089)	(1 069)
Dépenses en immobilisations – immobilisations autres que de services publics	(46)	(35)
Dépenses en immobilisations – actifs incorporels	(40)	(42)
Apports sous forme d'aide à la construction	54	68
Produit tiré de la cession et du règlement d'actifs	20	3
Acquisitions d'entreprises, déduction faite de l'encaisse acquise (note 29)	(1 055)	(21)
	<b>(2 164)</b>	<b>(1 096)</b>
<b>Activités de financement</b>		
Variation des emprunts à court terme	(6)	(22)
Produit tiré de la dette à long terme, déduction faite des frais d'émission	653	124
Remboursement de la dette à long terme, des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières	(173)	(88)
Emprunts nets sur les facilités de crédit confirmées	184	71
Avances provenant des participations ne donnant pas le contrôle	63	106
Frais d'émission des reçus de souscription (notes 9 et 18)	–	(13)
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais et des dividendes réinvestis	596	24
Émission d'actions privilégiées, déduction faite des frais (note 20)	242	194
Rachat d'actions privilégiées (note 20)	(125)	–
Dividendes		
Actions ordinaires, déduction faite des dividendes réinvestis	(181)	(170)
Actions privilégiées	(56)	(46)
Versement de dividendes de filiales aux participations ne donnant pas le contrôle	(11)	(9)
	<b>1 186</b>	<b>171</b>
<b>Variation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>(79)</b>	<b>67</b>
<b>Moins la trésorerie des activités abandonnées (note 8)</b>	<b>(3)</b>	<b>–</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice</b>	<b>154</b>	<b>87</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice</b>	<b>72 \$</b>	<b>154 \$</b>

Informations supplémentaires sur les états des flux de trésorerie consolidés (note 31)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

## États de l'évolution des capitaux propres consolidés

FORTIS INC.

	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Bénéfices non répartis	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
<i>Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012 (en millions de dollars canadiens)</i>	<i>(note 18)</i>	<i>(note 20)</i>		<i>(note 21)</i>		<i>(note 22)</i>	
<b>Au 1<sup>er</sup> janvier 2013</b>	<b>3 121 \$</b>	<b>1 108 \$</b>	<b>15 \$</b>	<b>(96)\$</b>	<b>952 \$</b>	<b>310 \$</b>	<b>5 410 \$</b>
Bénéfice net	-	-	-	-	410	10	420
Autres éléments du résultat étendu	-	-	-	24	-	-	24
Émission d'actions privilégiées	-	244	-	-	-	-	244
Rachat d'actions privilégiées	-	(123)	-	-	-	-	(123)
Émissions d'actions ordinaires	662	-	(1)	-	-	-	661
Rémunération à base d'actions	-	-	3	-	-	-	3
Avances provenant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	63	63
Incidence de la conversion des devises	-	-	-	-	-	3	3
Versement de dividendes de filiales aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	(11)	(11)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires (1,25 \$ par action)	-	-	-	-	(261)	-	(261)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	-	-	-	-	(57)	-	(57)
<b>Au 31 décembre 2013</b>	<b>3 783 \$</b>	<b>1 229 \$</b>	<b>17 \$</b>	<b>(72)\$</b>	<b>1 044 \$</b>	<b>375 \$</b>	<b>6 376 \$</b>
<b>Au 1<sup>er</sup> janvier 2012</b>	<b>3 036 \$</b>	<b>912 \$</b>	<b>14 \$</b>	<b>(95)\$</b>	<b>868 \$</b>	<b>208 \$</b>	<b>4 943 \$</b>
Bénéfice net	-	-	-	-	362	9	371
Autres éléments du résultat étendu	-	-	-	(1)	-	-	(1)
Émission d'actions privilégiées	-	196	-	-	-	-	196
Émissions d'actions ordinaires	85	-	(3)	-	-	-	82
Rémunération à base d'actions	-	-	4	-	-	-	4
Avances provenant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	106	106
Incidence de la conversion des devises	-	-	-	-	-	(4)	(4)
Versement de dividendes de filiales aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	(9)	(9)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires (1,21 \$ par action)	-	-	-	-	(231)	-	(231)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	-	-	-	-	(47)	-	(47)
<b>Au 31 décembre 2012</b>	<b>3 121 \$</b>	<b>1 108 \$</b>	<b>15 \$</b>	<b>(96)\$</b>	<b>952 \$</b>	<b>310 \$</b>	<b>5 410 \$</b>

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

## 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 de gaz naturel et d'électricité. 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 détient également des placements dans des actifs de production non réglementés et des actifs autres que de services publics, 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 Fortis. Chaque entité au sein des secteurs isolables fonctionne de manière très 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

La participation de la Société dans les différentes entreprises de services publics réglementés de distribution de gaz et d'électricité se présente comme suit :

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

*Sociétés FortisBC Energy* : Comprennent principalement les sociétés FortisBC Energy Inc. (« FEI »), FortisBC Energy (Vancouver Island) Inc. (« FEVI ») et FortisBC Energy (Whistler) Inc. (« FEWI »).

FEI est la plus importante société de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique et sert plus de 100 communautés. Les principales zones de service de FEI sont la région de Vancouver, la vallée du Fraser et les régions de Thompson, d'Okanagan, de Kootenay et de l'intérieur nord-centre de la Colombie-Britannique.

FEVI possède et exploite le gazoduc qui transporte du gaz naturel depuis la région de Vancouver jusqu'à l'île de Vancouver, en passant par le détroit de Georgia, en plus d'approvisionner la clientèle de l'île de Vancouver et le long de la Sunshine Coast (Colombie-Britannique).

FEWI possède et exploite le réseau de distribution de gaz naturel dans la Municipalité touristique de Whistler, en Colombie-Britannique.

En plus de fournir des services de transport et de distribution à leur clientèle, les sociétés FortisBC Energy achètent du gaz naturel pour revente à 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 FEI, de l'Alberta.

#### Entreprise de services publics réglementés de gaz et d'électricité aux États-Unis

*Central Hudson* : Central Hudson Gas & Electric Corporation (« Central Hudson ») fournit des services publics réglementés de transport et de distribution dans huit comtés de la région médiane de la vallée de l'Hudson dans l'État de New York. Central Hudson a été acquise par Fortis dans le cadre de l'acquisition de CH Energy Group, Inc. (« CH Energy Group ») en juin 2013 (note 29).

#### 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. La société ne possède ni n'exploite d'actifs de production ou de transport, et ne fait pas la vente directe d'électricité.
- b) *FortisBC Electric* : Comprend FortisBC Inc., société de services publics d'électricité intégrée œuvrant dans la région intérieure sud de la Colombie-Britannique. FortisBC Inc. possède quatre centrales hydroélectriques dont la puissance combinée s'élève à 223 mégawatts (« MW »). La part du secteur également attribuable à FortisBC Electric englobe les services d'exploitation, de maintenance et de gestion de la centrale hydroélectrique Waneta de 493 MW, propriété de Teck Metals Ltd. et de BC Hydro, de la centrale hydroélectrique Brilliant (« centrale Brilliant ») de 149 MW et des installations d'agrandissement de la centrale hydroélectrique Brilliant de 120 MW, toutes deux propriétés conjointes de Columbia Power Corporation et de Columbia Basin Trust (« CPC/CBT »), et de la centrale hydroélectrique Arrow Lakes de 185 MW, propriété de CPC/CBT. En mars 2013, FortisBC Inc. a fait l'acquisition des actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la ville de Kelowna (note 29).
- c) *Newfoundland Power* : Newfoundland Power est une société de services publics d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité de la partie insulaire de Terre-Neuve-et-Labrador. La société possède une capacité de production installée de 139 MW, dont 97 MW d'origine hydroélectrique.
- d) *Autres entreprises de services publics au Canada* : Englobent Maritime Electric et FortisOntario. Maritime Electric est une société de services publics d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard (« Î.-P.-É. »). 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, en Ontario. FortisOntario exploite la Compagnie canadienne d'énergie Niagara Inc. (« Énergie Niagara »), Cornwall Street Railway, Light and Power Company, Limited (« Cornwall Electric ») et Algoma Power Inc. (« Algoma Power »). FortisOntario possède également des participations de 10 % dans Westario Power Inc., Rideau St. Lawrence Holdings Inc. et Grimsby Power Inc., trois sociétés régionales de distribution d'électricité (note 29).

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

- a) *Caribbean Utilities* : Caribbean Utilities est une société de services publics d'électricité intégrée et l'unique fournisseur d'électricité sur l'île Grand Caïman, aux îles Caïmans. La société possède une capacité de production au diesel installée de 150 MW. Fortis détient une participation lui conférant le contrôle d'environ 60 % dans Caribbean Utilities (60 % au 31 décembre 2012). Caribbean Utilities est une société ouverte cotée à la Bourse de Toronto (« TSX ») (TSX : CUP.U).
- b) *Fortis Turks and Caicos* : Composée de FortisTCl Limited (« FortisTCl ») et de Turks and Caicos Utilities Limited (« TCU »), acquise en août 2012, (collectivement « Fortis Turks and Caicos ») (note 29). Les deux entreprises de services publics de Fortis Turks and Caicos sont des sociétés de services publics d'électricité intégrées, et elles possèdent une capacité de production au diesel combinée de 76 MW. Fortis Turks and Caicos fournit de l'électricité sur les îles Providenciales, North Caicos, Middle Caicos et South Caicos par l'intermédiaire de FortisTCl, de même que sur Grand Turk et Salt Cay par l'intermédiaire de TCU.

### Activités non réglementées – Fortis Generation

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

- a) *Belize* : Les actifs sont constitués des centrales hydroélectriques Mollejon, de 25 MW, Chalillo, de 7 MW, et 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 (« CAE ») 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 actifs sont constitués de six petites centrales hydroélectriques dans l'est de l'Ontario, d'une puissance combinée de 8 MW, et d'une centrale de cogénération alimentée au gaz de 5 MW à Cornwall.
- c) *Colombie-Britannique* : Les actifs 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, qui vend la totalité de sa production à BC Hydro. Le contrat avec BC Hydro a expiré en 2013 et peut être résilié par BC Hydro sous réserve d'un avis de cinq mois. Les activités de production non réglementées en Colombie-Britannique comprennent également la participation conférant le contrôle de 51 % de la Société dans la société en commandite Expansion Waneta (« société Waneta »), CPC/CBT détenant les 49 % restants. La société Waneta a entrepris la construction, à la fin de 2010, de la centrale hydroélectrique Expansion Waneta (« Expansion Waneta ») de 335 MW, située près du barrage Waneta et des installations sur la rivière Pend d'Oreille, au sud de Trail, en Colombie-Britannique. L'Expansion Waneta devrait entrer en service au printemps 2015. La production de l'Expansion Waneta sera vendue à BC Hydro et à FortisBC Electric en vertu de contrats de 40 ans.
- d) *Nord-ouest de l'État de New York* : Les actifs sont composés de quatre centrales hydroélectriques d'une puissance combinée d'environ 23 MW, situées dans le nord-ouest de l'État de New York, exploitées sous licence de la US Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »). Dans le nord-ouest 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 – autres que de services publics

- a) *Fortis Properties* : Fortis Properties possède et exploite 23 hôtels comptant plus de 4 400 chambres, dans huit provinces canadiennes, ainsi qu'environ 2,7 millions de pieds carrés de locaux pour bureaux d'affaires et commerces de détail, principalement dans les provinces du Canada atlantique (note 29).
- b) *Griffith* : Comprend principalement Griffith Energy Services, Inc. (« Griffith »), qui fournit des produits pétroliers et des services connexes dans la région du centre du littoral de l'Atlantique des États-Unis. Griffith a été acquise par Fortis dans le cadre de l'acquisition de CH Energy Group (note 29) et a été vendue en mars 2014 (note 38). Au 31 décembre 2013, Griffith a été classée comme étant détenue en vue de la vente (note 8).

### 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, de même que les activités qui se trouvent sous le seuil requis pour être présentées en tant que secteur distinct.

Ce secteur comprend des frais financiers, notamment les intérêts sur la dette contractée directement par Fortis et FortisBC Holdings Inc. (« FHI »); les dividendes sur les actions privilégiées; d'autres dépenses du siège social, incluant les coûts d'exploitation non sectoriels de Fortis et de FHI, déduction faite des recouvrements auprès des filiales; les charges liées aux acquisitions; les intérêts créditeurs et produits divers; et les impôts sur les bénéfices du secteur.

Ce secteur inclut aussi les résultats financiers de FortisBC Alternative Energy Services Inc. (« FAES »). FAES est une filiale en propriété exclusive de FHI qui propose des solutions d'énergies renouvelables, y compris des systèmes d'énergie thermique et de géo-échange.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

### 1. Description des activités (suite)

#### Acquisition proposée

En décembre 2013, Fortis a conclu une entente et un plan de fusion portant sur l'acquisition de UNS Energy Corporation (« UNS Energy ») (NYSE : UNS) pour 60,25 \$ US l'action ordinaire au comptant, soit un prix d'acquisition global d'environ 4,3 milliards \$ US, y compris la prise en charge d'une dette d'environ 1,8 milliard \$ US à la conclusion. La conclusion de l'acquisition, qui devrait se produire d'ici la fin de 2014, est conditionnelle à l'obtention de l'approbation des actionnaires ordinaires de UNS Energy et de certaines approbations réglementaires et gouvernementales, y compris l'approbation de l'Arizona Corporation Commission et de la FERC, et au respect d'autres exigences législatives américaines applicables et de conditions de clôture habituelles (notes 34, 35, 37 et 38).

UNS Energy est une société de portefeuille de services publics intégrée verticalement établie à Tucson, en Arizona, qui exploite par l'entremise de trois filiales une entreprise réglementée de production d'électricité et de distribution d'énergie, principalement dans l'État de l'Arizona, et qui sert quelque 656 000 clients des secteurs de l'électricité et du gaz.

### 2. Nature de la réglementation

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

#### *Sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric*

Les sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric 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. FEI, FEVI, FEWI et FortisBC Electric exercent leurs activités selon la réglementation fondée sur le coût du service et, de temps à autre, selon des mécanismes de tarification axée sur le rendement (« TAR »), conçus pour fixer le tarif facturé à la clientèle.

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 le 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 attribuables aux actionnaires ordinaires (« RCP ») autorisé.

Les entreprises de services publics présentent une demande de revenus tarifaires dont la grille est fondée sur les estimations du coût du service. Une fois que le tarif est approuvé, il n'est pas rajusté si le coût du service réel diffère des estimations, à l'exception de certains coûts prescrits qui sont admissibles au report dans le bilan consolidé aux fins d'un recouvrement futur auprès de la clientèle ou d'un remboursement à celle-ci (« traitement en compte de report ») ou par la voie des mécanismes de TAR.

Les RCP autorisés pour 2012 de FEI, FEVI, FEWI et FortisBC Electric ont été fixés par la BCUC. L'ancienne formule d'ajustement automatique utilisée pour établir le RCP sur une base annuelle ne s'applique plus tant que la BCUC n'a pas procédé à un nouvel examen. Le RCP autorisé de FEI était de 9,50 % pour 2012 appliqué à une structure du capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres ordinaires. Le RCP autorisé de FEVI et de FEWI était de 10,00 % pour 2012 appliqué à une structure du capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres ordinaires. Le RCP autorisé de FortisBC Electric était de 9,90 % pour 2012 appliqué à une structure du capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres ordinaires.

En 2013, la BCUC a rendu sa décision sur la première étape de l'instance générale sur le coût du capital. Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2013, la décision établit le RCP de l'entreprise de services publics de référence à 8,75 % sur une composante capitaux propres de la structure du capital à 38,5 %. FEI a été désignée comme l'entreprise de services publics de référence. La composante capitaux propres de la structure du capital sera en vigueur jusqu'au 31 décembre 2015. La BCUC a aussi instauré, du 1<sup>er</sup> janvier 2014 au 31 décembre 2015, un mécanisme d'ajustement automatique (« MAA ») qui établira annuellement le RCP pour l'entreprise de services publics de référence. Le MAA prendra effet lorsque le rendement des obligations du gouvernement du Canada à long terme dépassera 3,8 %.

Les RCP autorisés et les structures du capital autorisées de FEVI, de FEWI et de FortisBC Electric seront établis pendant la deuxième étape de l'instance générale sur le coût du capital. Par suite de la décision de la BCUC sur la première étape de l'instance sur le coût du capital, qui a réduit de 75 points de base le RCP autorisé de l'entreprise de services publics de référence, le RCP autorisé provisoire respectif de FEVI, FEWI et FortisBC Electric a été ramené respectivement à 9,25 %, 9,25 % et 9,15 % en date du 1<sup>er</sup> janvier 2013. Les composantes capitaux propres réputées sont restées les mêmes depuis 2012, soit à 40 %. Les niveaux autorisés des RCP et des composantes capitaux propres de la structure du capital autorisée de FEVI, FEWI et FortisBC Electric pourraient de nouveau être modifiés à l'issue de la deuxième étape de l'instance sur le coût du capital.

#### *Central Hudson*

Central Hudson est régie par la Public Service Commission (« PSC ») de l'État de New York pour ce qui est des questions comme les tarifs, la construction, l'exploitation, le financement, la comptabilité et les émissions de titres. Certaines activités de la société sont soumises à la réglementation de la FERC en vertu de la loi fédérale intitulée *Federal Power Act* (États-Unis). Central Hudson est aussi soumise à la réglementation de la North American Electric Reliability Corporation.

Central Hudson exerce ses activités selon une réglementation au coût du service administrée par la PSC. La PSC prescrit l'utilisation d'une année témoin future pour établir les tarifs et, selon cette méthode, le taux de rendement approuvé de la prévision de la base tarifaire et de la structure du capital réputée, de même que des coûts raisonnables et prudents, établit les besoins en revenus sur lesquels les tarifs facturés aux clients de la société sont fondés. Une fois les taux approuvés, ils ne sont pas ajustés même si le coût du service réel diffère du coût estimatif, à l'exception de certains coûts prescrits qui sont admissibles au traitement en compte de report.

Le RCP autorisé de Central Hudson est de 10 % appliqué sur une structure du capital réputée comprendre 48 % de capitaux propres ordinaires. L'entreprise a commencé à exercer ses activités en vertu d'une ordonnance tarifaire de trois ans rendue par la PSC en date du 1<sup>er</sup> juillet 2010. Comme il a été approuvé par la PSC en juin 2013, la durée de l'ordonnance initiale de trois ans a été prolongée de deux années, jusqu'au 30 juin 2015, à titre de condition requise pour la réalisation de l'acquisition (note 29). Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2013, Central Hudson est aussi soumise à un mécanisme de partage des bénéfices, selon lequel l'entreprise et ses clients se partagent à parts égales le bénéfice excédant le RCP autorisé jusqu'à un maximum de 50 points de base au-dessus du RCP autorisé, et se partagent à 10 %/90 % (entreprise/clients) le bénéfice au-delà de 50 points de base au-dessus du RCP autorisé.

Le régime réglementaire approuvé pour Central Hudson permet également le recouvrement de la totalité des coûts de l'électricité et du gaz naturel achetés. Les tarifs de l'entreprise comprennent des mécanismes de dissociation des revenus (« MDR ») qui visent à atténuer le choc sur les revenus de toute diminution de la consommation d'énergie amenée par la mise en œuvre de programmes d'efficacité énergétique. Selon ce mécanisme, Central Hudson peut comptabiliser les produits tirés de l'électricité et du gaz à la hauteur des niveaux approuvés au moment de l'établissement de ses tarifs pour la majeure partie de sa clientèle. Le traitement en compte de report est approuvé pour certains autres coûts précisés, y compris les provisions pour la remise en état des sites d'usines de gaz, les coûts de retraite et les coûts des avantages complémentaires de retraite (« ACR »).

### *FortisAlberta*

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

En date du 1<sup>er</sup> janvier 2013, l'AUC a prescrit l'obligation pour les entreprises de services publics de l'Alberta, y compris FortisAlberta, de se convertir à une TAR pour une durée de cinq ans. En vertu de la TAR, une formule d'estimation de l'inflation pour l'année qui tient compte d'améliorations de la productivité sert à établir les tarifs de distribution annuellement. Chaque année, la formule est appliquée aux tarifs de distribution de l'année précédente; pour 2013, elle a été appliquée aux tarifs de distribution pour 2012. En 2012, FortisAlberta a exercé ses activités en vertu de la réglementation fondée sur le coût du service comme le prescrit l'AUC, dont l'AUC s'était servie pour déterminer les besoins en revenus de la société, soit les revenus nécessaires à la récupération des coûts approuvés liés aux activités de distribution, et prévoit un taux de rendement d'une structure du capital réputée, appliqué à l'actif de la base tarifaire autorisée. La société a présenté une demande de revenus tarifaires dont la grille est fondée sur les estimations du coût du service. Une fois que le tarif a été approuvé, il n'a pas été ajusté même si le coût du service réel diffère du coût estimatif, à l'exception de certains coûts prescrits qui sont admissibles au traitement en compte de report. Le RCP autorisé de FortisAlberta était de 8,75 % pour 2012 appliqué à une structure du capital réputée comprendre 41 % de capitaux propres ordinaires. Pour 2013, le RCP autorisé de 8,75 % a été établi par l'AUC à titre provisoire appliqué à une structure du capital réputée comprendre 41 % de capitaux propres ordinaires.

Le régime de TAR comprend des mécanismes de recouvrement ou de règlement des éléments désignés pour transfert direct aux clients (« facteur Y ») et la récupération de coûts rattachés aux dépenses en immobilisations qui ne sont pas récupérés par l'effet du facteur inflation de la formule (« facteur K » ou « suivi du capital »). L'AUC a aussi approuvé un facteur Z, une procédure de correction de la TAR et un mécanisme de report de l'efficacité du RCP. Le facteur Z permet de demander la récupération des coûts attribuables à des événements importants imprévus. La procédure de correction de la TAR permet de demander la révision du régime de TAR et un rajustement afin de pallier certains problèmes particuliers touchant la conception ou le fonctionnement du régime. Certains seuils conditionnent l'application du facteur Z et la procédure de correction de la TAR. Le mécanisme de report de l'efficacité du RCP comprend un incitatif d'efficacité qui fait en sorte qu'une entreprise de services publics peut continuer de tirer avantage des gains d'efficacité réalisés pendant la période d'application de la TAR, et ce, pendant deux ans après l'expiration de cette période.

L'AUC a amorcé une instance générale sur le coût du capital pour 2013 afin d'établir le niveau définitif du RCP autorisé et de la structure du capital autorisée pour 2013 et 2014, de même qu'un RCP autorisé provisoire pour 2015, et déterminer la pertinence de revenir à un mécanisme d'ajustement automatique du RCP fondé sur une formule. Dans le cadre de cette instance, l'AUC pourrait étudier la possibilité de rétablir une approche fondée sur une formule pour établir annuellement le RCP autorisé. Une audience pour l'instance générale sur le coût du capital pour 2013 est prévue au deuxième trimestre de 2014.

### *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 facturés 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 en revenus sur lesquels les tarifs facturés aux clients de Newfoundland Power sont fondés.

De façon générale, le RCP autorisé de la société de services publics est ajusté chaque année, entre les années témoins, au moyen d'une formule d'ajustement automatique pour tenir compte des prévisions modifiées à l'égard des taux des obligations à long terme du gouvernement du Canada. Le PUB a suspendu l'utilisation de la formule d'ajustement automatique pour 2012 et a ordonné la réalisation d'une étude approfondie du coût du capital autorisée pour 2012. En 2013, le PUB a ordonné que le RCP autorisé et la composante capitaux propres de la structure du capital demeurent respectivement à 8,8 % et à 45 % pour la période de 2013 à 2015, inclusivement, ce qui est conforme à 2012.

Newfoundland Power 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 du service réel diffère du coût estimatif, à l'exception de certains coûts prescrits qui sont admissibles au traitement en compte de report.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

### 2. Nature de la réglementation (suite)

#### Maritime Electric

Maritime Electric exerce ses activités selon la réglementation fondée sur le coût du service comme prescrit par la Island Regulatory and Appeals Commission (« IRAC ») en vertu des dispositions de la *Electric Power Act* (Î.-P.-É.), de la *Renewable Energy Act* (Î.-P.-É.), de la *Electric Power (Electricity Rate-Reduction) Amendment Act* (Î.-P.-É.), qui couvre la période du 1<sup>er</sup> mars 2011 au 28 février 2013, et de la *Electric Power (Energy Accord Continuation) Amendment Act* (Î.-P.-É.) (« *Accord Continuation Act* »), qui couvre la période du 1<sup>er</sup> mars 2013 au 29 février 2016.

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 ciblée, appliqué à l'actif de la base tarifaire autorisée. Le RCP autorisé de Maritime Electric était de 9,75 % pour 2013 (9,75 % pour 2012) en fonction d'une structure du capital minimale ciblée comprenant 40 % de capitaux propres ordinaires.

La loi *Accord Continuation Act* établit les données, les taux et autres modalités pour le maintien de l'accord énergétique de l'Î.-P.-É. pour une période additionnelle de trois ans du 1<sup>er</sup> mars 2013 au 29 février 2016. Pour la période de trois ans, les coûts de l'électricité pour les clients résidentiels types augmentent de 2,2 % annuellement, et le RCP autorisé de Maritime Electric a été plafonné à 9,75 % pour chaque année.

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 du service réel 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 leur bénéfice est réglementé d'après le rendement de la base tarifaire, majoré d'une récupération des coûts de distribution autorisés. Pour les années exclues du nouveau calcul, les tarifs de distribution d'électricité facturés 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, comme il est prescrit par la CEO.

Le RCP autorisé d'Énergie Niagara, calculé selon la formule d'ajustement automatique, a été établi à 8,93 % pour 2013 (8,01 % pour 2012) appliqué à une structure du capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres ordinaires. Les tarifs de distribution d'électricité de l'entreprise de services publics pour 2012 ont été fixés en fonction des coûts prévus pour 2009, et les tarifs de distribution d'électricité pour 2013 ont été fixés en fonction de 2013 comme année témoin future.

Le RCP autorisé d'Algoma Power était de 9,85 % pour 2013 (9,85 % pour 2012) appliqué à une structure du capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres ordinaires, et les tarifs de distribution d'électricité de l'entreprise de services publics pour 2013 et 2012 ont été fixés en fonction des coûts prévus pour 2011. Algoma Power est également assujettie à l'utilisation et à la mise en œuvre du programme de subventions appelé « Programme de protection des tarifs dans les régions rurales et éloignées » (« PTRE »). Ce programme vise à combler l'écart entre les besoins en revenus approuvés par la CEO et les tarifs de distribution d'électricité actuels facturés à la clientèle, rajustés pour tenir compte de l'augmentation moyenne des tarifs dans la province d'Ontario.

Cornwall Electric est assujettie à un mécanisme d'établissement des tarifs en vertu d'un accord de concession de 35 ans avec la Ville de Cornwall, venant à échéance en 2033, et échappe donc à plusieurs exigences des lois mentionnées ci-dessus. Ce mécanisme d'établissement des tarifs est fondé sur un prix plafond avec transfert du coût d'achat. Les besoins en revenus de base sont ajustés annuellement pour tenir compte de l'inflation, de la croissance de la charge et de la clientèle et du taux d'occupation des établissements.

#### Caribbean Utilities

Caribbean Utilities mène ses activités en vertu d'une licence de transport et de distribution et d'une licence de production du gouvernement des îles Caïmans. La 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 licence de production non exclusive est en vigueur pour une période de 21,5 ans, venant à échéance en septembre 2029. Les licences précisent le rôle de l'Electricity Regulatory Authority (« ERA »), laquelle gère les licences, élabore les normes régissant les licences et veille à leur respect, revoit le mécanisme de plafonnement et d'ajustement des tarifs et approuve les dépenses en immobilisations annuellement.

Les licences prévoient un mécanisme de plafonnement et d'ajustement des tarifs fondé sur les indices des prix à la consommation publiés. En date du 1<sup>er</sup> juin 2013, l'ERA a approuvé une hausse de 1,8 % des tarifs de base de l'électricité facturés à la clientèle de Caribbean Utilities en fonction de l'application annuelle du mécanisme de plafonnement et d'ajustement des tarifs, en raison des variations des indices des prix à la consommation applicables et du taux de rendement des actifs de la base tarifaire (« RAB ») ciblé de l'entreprise de services publics autorisé pour le rajustement des tarifs pour 2013. Les tarifs d'électricité facturés à la clientèle pour 2013 ont ainsi maintenu le RAB autorisé dans une fourchette cible de 6,50 % à 8,50 % (de 7,25 % à 9,25 % pour 2012).

#### Fortis Turks and Caicos

FortisTCI et TCU exercent leurs activités en vertu de licences de 50 ans arrivant respectivement à échéance en 2037 et 2036. Entre autres éléments, les licences 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 aux entreprises de services publics un RAB autorisé de 17,50 % pour FortisTCI et de 15 % pour TCU (le « bénéfice d'exploitation autorisé ») selon une base tarifaire calculée, et comprennent des intérêts sur le manque à gagner entre le bénéfice d'exploitation réel et le bénéfice d'exploitation autorisé sur une base cumulative (le « manque à gagner cumulatif »).

Des demandes annuelles sont soumises au gouvernement des îles Turks et Caicos indiquant le calcul du montant du bénéfice d'exploitation autorisé et du manque à gagner cumulatif. Les demandes pour 2013 sollicitaient l'approbation d'un bénéfice d'exploitation autorisé combiné, incluant celui de TCU, de 35 millions \$ (34 millions \$ US) et d'un manque à gagner cumulatif combiné, incluant celui de TCU, au 31 décembre 2013 de 143 millions \$ (134 millions \$ US). Le recouvrement du manque à gagner cumulatif est toutefois tributaire des volumes de ventes et charges futurs.

Le RAB atteint par les entreprises de services publics a été beaucoup moins élevé que celui qui était autorisé en vertu des licences du fait de l'incapacité, en raison de facteurs économiques et politiques, d'augmenter les tarifs de base de l'électricité après les investissements importants dans les infrastructures effectués au cours des dernières années.

### 3. Sommaire des principales méthodes comptables

Les états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis »), qui prévoient des méthodes comptables particulières pour les activités à tarifs réglementés menées par les entreprises de services publics réglementés, comme expliqué à la note 2 et dans le présent sommaire des principales méthodes comptables.

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

#### Mode de présentation

Les états financiers consolidés reflètent les investissements de la Société dans ses filiales sur une base consolidée, la comptabilisation à la valeur de consolidation étant utilisée pour les entités sur lesquelles Fortis a une influence notable, mais non le contrôle. Toutes les opérations intersociétés importantes ont été éliminées dans les états financiers consolidés.

Une évaluation des événements postérieurs à la date du bilan jusqu'au 13 mars 2014, date de l'approbation des présents états financiers consolidés par le conseil d'administration de Fortis (le « conseil d'administration »), a été effectuée afin de déterminer si les circonstances justifiaient la comptabilisation et la présentation d'événements ou opérations dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2013.

#### 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 de dépôt.

#### Provision pour créances douteuses

La provision pour créances douteuses reflète la meilleure estimation par la direction du solde des débiteurs irrécouvrables. Fortis et chacune de ses filiales constituent une provision pour créances douteuses estimée en tenant compte de divers facteurs comme le classement chronologique des comptes débiteurs, les pratiques passées et d'autres données actuellement disponibles, y compris des événements comme la faillite de clients et la situation économique. Des intérêts sont imputés au solde des comptes débiteurs qui sont en souffrance depuis plus de 21 à 30 jours. Les débiteurs sont radiés dans la période au cours de laquelle les créances sont jugées être devenues irrécouvrables.

#### 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 et aux créances futurs liés à certains coûts engagés qui seront ou qui devraient être recouverts 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'actifs ou de passifs réglementaires sont assujettis à une approbation réglementaire. Ainsi, les organismes de réglementation pourraient modifier les montants admissibles au report, auquel cas la modification serait reflétée dans les états financiers consolidés. Certaines autres périodes de recouvrement et de règlement résiduelles sont prévues par la direction, et les périodes de recouvrement ou de règlement réelles pourraient différer du fait d'une approbation réglementaire.

#### Stocks

Les stocks, constitués de gaz et de combustible en stock et de matières et fournitures, sont évalués au moindre du coût moyen et de leur valeur marchande.

#### Immobilisations de services publics

Les immobilisations de services publics sont constatées au coût moins l'amortissement cumulé, hormis les exceptions suivantes, aux fins d'établissement des tarifs : i) les immobilisations de services publics de Newfoundland Power sont présentées aux valeurs approuvées par le PUB en date du 30 juin 1966, majorées des ajouts ultérieurs au coût; ii) les immobilisations de services publics de Caribbean Utilities sont présentées selon des valeurs d'expertise en date du 30 novembre 1984, majorées des ajouts ultérieurs au coût; et iii) les immobilisations de services publics de Fortis Turks and Caicos sont présentées selon des valeurs d'expertise en date de septembre 1986 pour FortisTCI et en date d'avril 1986 pour TCU. Les ajouts ultérieurs pour Fortis Turks and Caicos sont présentés au coût, y compris les réseaux de distribution des îles Middle Caicos, North Caicos et South Caicos ainsi que Grand Turk et Salt Cay, transférés par le gouvernement des îles Turks et Caicos à Fortis Turks and Caicos en vertu de licences pour une contrepartie totalisant 4,00 \$ US, soit la valeur attribuée selon les documents comptables des entreprises de services publics.

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 amortis annuellement d'un montant égal à la dotation aux amortissements des actifs en question.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

### 3. Sommaire des principales méthodes comptables (suite)

#### Immobilisations de services publics (suite)

FortisOntario et Fortis Turks and Caicos comptabilisent en résultat des coûts d'enlèvement qui sont sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, déduction faite du produit de récupération, dans la période au cours de laquelle les coûts ont été engagés. Caribbean Utilities comptabilise ces coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations dans les immobilisations de services publics.

Les sociétés FortisBC Energy, Central Hudson, FortisAlberta, Newfoundland Power et Maritime Electric ont chacune comptabilisé des coûts estimatifs d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations dans la dotation aux amortissements, comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, et le montant prévu a été constaté à titre de passif réglementaire à long terme (note 7 xvii). Les coûts réels d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, déduction faite du produit de récupération, sont portés en réduction du passif réglementaire lorsqu'ils sont engagés. En 2013, des coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de 73 millions \$ (62 millions \$ en 2012) ont été comptabilisés par les entreprises de services publics susmentionnées dans la dotation aux amortissements, et des coûts réels d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de 14 millions \$ (16 millions \$ en 2012), déduction faite du produit de récupération, ont été engagés et comptabilisés en réduction du passif réglementaire à long terme (note 7 xvii).

Comme l'autorise l'organisme de réglementation, FortisBC Electric comptabilise les coûts réels d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, déduction faite du produit de récupération, en les imputant à l'amortissement cumulé lorsqu'ils sont engagés. En 2013, des coûts réels d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'environ 1 million \$ (4 millions \$ en 2012), déduction faite du produit de récupération de moins de 1 million \$ (moins de 1 million \$ en 2012), ont été engagés par FortisBC Electric.

Les immobilisations de services publics sont sorties 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 d'une immobilisation de services publics, tout écart entre le coût et l'amortissement cumulé de l'immobilisation, déduction faite du produit de récupération, est imputé à l'amortissement cumulé par Central Hudson, FortisAlberta, FortisBC Electric, Newfoundland Power, Maritime Electric et Caribbean Utilities, comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, sans qu'aucun gain ou aucune perte, le cas échéant, ne soit comptabilisé en résultat. Il est prévu que tous les gains et toutes les pertes imputés à l'amortissement cumulé seront reflétés dans la dotation aux amortissements future lorsqu'ils seront remboursés ou recouverts dans les tarifs de gaz et d'électricité facturés à la clientèle. La perte imputée à l'amortissement cumulé en 2013 s'est établie à environ 11 millions \$ (20 millions \$ en 2012).

Les sociétés FortisBC Energy comptabilisent 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 dans un compte de report réglementaire, en vue de son recouvrement auprès de la clientèle à même les tarifs futurs, sous réserve d'une approbation réglementaire (note 7 viii).

Pour FortisOntario et Fortis Turks and Caicos, les organismes de réglementation exigent que 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, soit immédiatement comptabilisée en résultat.

Conformément aux exigences de leurs organismes de réglementation respectifs, les sociétés FortisBC Energy, Central Hudson, FortisBC Electric, Newfoundland Power, Maritime Electric, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos, de même que FortisOntario avant 2013, capitalisent les coûts indirects qui ne sont pas directement attribuables à des immobilisations de services publics précis, mais qui ont trait au programme général d'investissement. La méthode de calcul et d'attribution des coûts indirects généraux capitalisés dans les immobilisations de services publics est établie par les organismes de réglementation respectifs.

Comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, les sociétés FortisBC Energy, Central Hudson, FortisAlberta, FortisBC Electric, Newfoundland Power, Maritime Electric et Caribbean Utilities incluent dans le coût des immobilisations de services publics une composante passif et une composante capitaux propres dans la provision pour fonds utilisés pendant la construction (« PFUPC »). La composante passif de la PFUPC est comptabilisée comme une déduction des frais financiers (note 25), et la composante capitaux propres de la PFUPC est comptabilisée dans les autres revenus, montant net (note 24). Les deux composantes de la PFUPC sont comptabilisées en résultat au moyen de la dotation aux amortissements sur la durée de service estimative des immobilisations de services publics connexes. Le mode de calcul de la PFUPC est prescrit par les organismes de réglementation respectifs.

Pour FortisAlberta, le coût des immobilisations de services publics comprend aussi les contributions à l'Alberta Electric System Operator (« AESO »), lesquelles représentent des investissements obligatoires pour FortisAlberta afin de financer en partie la construction d'installations de transport.

Comme approuvé par l'organisme de réglementation, FEVI a porté en réduction des montants constatés comme immobilisations de services publics le montant des prêts gouvernementaux reçus relativement à la construction et à l'exploitation du pipeline de gaz naturel de l'île de Vancouver. À mesure que les prêts sont remboursés et remplacés par des prêts non gouvernementaux, FEVI augmente les immobilisations de services publics et la dette à long terme (notes 15 et 35).

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

Les coûts de maintenance 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 qui prolongent les durées de vie utile sont capitalisés.

Les immobilisations de services publics sont amorties selon la méthode linéaire sur leur durée de service estimative. Les taux d'amortissement pour 2013 ont varié de 1,3 % à 43,2 % (1,3 % à 43,2 % en 2012). En 2013, le taux mixte moyen pondéré d'amortissement avant réduction pour amortissement des apports sous forme d'aide à la construction s'est établi à 3,3 % (3,3 % en 2012).

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Les fourchettes des durées de service et les durées de service résiduelles moyennes pondérées des actifs de distribution, de transport, de production et autres actifs de la Société, aux 31 décembre, se présentaient comme suit :

(années)	2013		2012	
	Fourchette des durées de service	Durée de service résiduelle moyenne pondérée	Fourchette des durées de service	Durée de service résiduelle moyenne pondérée
Distribution				
Gaz	7-85	39	4-68	36
Électricité	5-80	31	5-65	27
Transport				
Gaz	8-70	38	6-70	39
Électricité	20-70	31	20-65	26
Production	4-75	30	5-75	31
Autres	3-70	8	3-70	9

### Immobilisations autres que de services publics

Les immobilisations autres que de services publics, qui comprennent les immeubles de bureaux, les centres commerciaux, les hôtels, les terrains, les travaux de construction en cours ainsi que l'équipement et les incitatifs à la location connexes, sont comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé, le cas échéant. Les immeubles sont amortis selon la méthode linéaire sur une durée de vie utile estimative de 60 ans. Les incitatifs à la location sont amortis sur les durées initiales des contrats de location connexes, sauf dans les cas où une réduction de valeur est nécessaire pour refléter une moins-value durable. La durée des contrats de location est d'au plus 20 ans. L'équipement est amorti linéairement sur une durée de 2 à 25 ans.

Les coûts de maintenance et de réparation sont comptabilisés en résultat au cours de la période où ils sont engagés, alors que les coûts de remplacement et d'amélioration qui prolongent les durées de vie utile 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 de location minimaux. Les contrats de location-acquisition comprennent les contrats admissibles à titre de contrats de location s'ils transfèrent le droit d'utilisation d'un actif donné.

Un contrat de location-acquisition est amorti sur la durée du contrat, sauf si la propriété de l'actif est transférée à la fin du contrat, auquel cas le contrat est amorti sur la durée de service estimative de l'actif sous-jacent. Lorsque l'organisme de réglementation a approuvé le recouvrement comme contrats de location-exploitation aux fins d'établissement des tarifs de contrats qui sont admissibles à titre de contrats de location-acquisition aux fins de la présentation de l'information financière, le moment de la comptabilisation en charges des paiements de location est modifié afin qu'il soit conforme au processus d'établissement des tarifs.

Les paiements relatifs à un contrat de location-exploitation sont passés en charges selon la méthode linéaire sur la durée du contrat.

### Actifs incorporels

Les actifs incorporels sont constatés au coût moins l'amortissement cumulé. Le coût des actifs incorporels des filiales réglementées de la Société comprend des montants pour la PFUPC et les coûts indirects, lorsque cela est permis par les organismes de réglementation respectifs. Les coûts engagés pour le renouvellement ou la prolongation de la durée d'un actif incorporel sont capitalisés et amortis sur la nouvelle durée de l'actif incorporel. Les actifs incorporels se composent des coûts des logiciels; des droits fonciers, des droits de transport et des droits d'usage de l'eau; des droits de concession; et des contrats des clients.

La durée de vie utile des actifs incorporels est évaluée comme étant limitée ou indéfinie. 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, s'ils sont détenus par une entreprise de services publics. Ces actifs incorporels ne sont pas amortis. Les actifs incorporels dont la durée de vie est indéfinie, et qui ne sont pas assujettis à l'amortissement, se composent de droits fonciers, de droits de transport et de droits d'usage de l'eau détenus par FEI, FEVI et FortisBC Electric. Un actif incorporel à durée de vie indéfinie est passé en revue chaque année afin de déterminer s'il convient toujours d'établir que sa 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.

En soumettant les actifs incorporels à durée de vie indéfinie à un test de dépréciation, la Société peut décider de faire, sur une base annuelle, une évaluation qualitative avant de calculer la juste valeur. Si les facteurs qualitatifs indiquent qu'il est probable à au moins 50 % que la juste valeur dépasse la valeur comptable, le calcul de la juste valeur n'est pas nécessaire.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

### 3. Sommaire des principales méthodes comptables (suite)

#### Actifs incorporels (suite)

Les entreprises de services publics réalisent les tests de dépréciation des actifs incorporels à durée de vie indéfinie au niveau de l'unité d'exploitation. Un juste taux de rendement pour les actifs incorporels à durée de vie indéfinie est déterminé en fonction des tarifs de gaz et d'électricité facturés à la clientèle approuvés par les organismes de réglementation respectifs. Les flux de trésorerie nets des sociétés réglementées ne sont pas directement rattachés à des actifs, mais sont plutôt cumulés à l'échelle de la société de services publics réglementés.

Fortis procède à son test de dépréciation annuel le 1<sup>er</sup> octobre. 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 et laisse croire que la juste valeur des actifs incorporels à durée de vie indéfinie pourrait être inférieure à leur valeur comptable. Aucun événement ou changement de circonstances de ce genre ne s'est produit en 2013 et en 2012, et aucune provision pour moins-value n'a été requise pour l'un ou l'autre de ces exercices.

Pour le test de dépréciation de ses actifs incorporels à durée de vie indéfinie, Fortis utilise la même approche que pour le test de dépréciation annuel de l'écart d'acquisition, décrite dans la présente note à la rubrique « Écart d'acquisition ».

Les actifs incorporels ayant une durée de vie limitée sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée de service estimative des actifs 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 l'organisme de réglementation concerné.

Les taux d'amortissement en 2013 se sont échelonnés de 1,6 % à 51,0 % (de 1,5 % à 43,0 % en 2012). Les fourchettes des durées de service et les durées de service résiduelles moyennes pondérées des actifs incorporels à durée de vie limitée aux 31 décembre se présentaient comme suit :

(années)	2013		2012	
	Fourchette des durées de service	Durée de service résiduelle moyenne pondérée	Fourchette des durées de service	Durée de service résiduelle moyenne pondérée
Logiciels	5–10	5	5–10	5
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	31–75	38	31–75	35
Droits de concession, contrats des clients et autres	10–100	25	10–100	23

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 d'actifs incorporels, tout écart entre le coût et l'amortissement cumulé de l'actif, déduction faite du produit de récupération, est imputé à l'amortissement cumulé par Central Hudson, FortisAlberta, FortisBC Electric, Newfoundland Power, Maritime Electric et Caribbean Utilities, comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, sans qu'aucun gain ou aucune perte, le cas échéant, ne soit comptabilisé en résultat. Il est prévu que tout gain ou toute perte imputé à l'amortissement cumulé sera reflété dans la dotation aux amortissements future lorsqu'il sera remboursé ou recouvré à même les tarifs de gaz et d'électricité facturés à la clientèle.

Les sociétés FortisBC Energy comptabilisent toute valeur comptable nette résiduelle, déduction faite du produit de récupération, au moment de la mise hors service ou de la cession d'actifs incorporels dans un compte de report réglementaire pour recouvrement auprès de la clientèle, ou le remboursement à celle-ci, à même les tarifs futurs, sous réserve d'une approbation réglementaire (note 7 viii)).

Pour FortisOntario et Fortis Turks and Caicos, les organismes de réglementation exigent que toute valeur comptable nette résiduelle, déduction faite du produit de récupération, au moment de la mise hors service ou de la cession d'actifs incorporels soit immédiatement comptabilisée en résultat.

#### Dépréciation d'actifs à long terme

La Société révisé l'évaluation des immobilisations de services publics, des immobilisations autres que de services publics, 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 des actifs excède le montant total des flux de trésorerie non actualisés attendus de leur utilisation et de leur cession éventuelle. Une moins-value, égale à l'écart entre la valeur comptable des actifs et leur 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 clos les 31 décembre 2013 et 2012.

Le test de dépréciation pour les actifs de production non réglementés est différent de celui appliqué aux actifs de services publics réglementés. Puisque chaque centrale non réglementée apporte une source de flux de trésorerie distincte, chaque centrale fait l'objet d'un test distinct, et une moins-value est comptabilisée si les flux de trésorerie futurs nets ne sont plus suffisants 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 des actifs réglementaires, y compris un juste taux de rendement, provient des tarifs de gaz et d'électricité facturés à la clientèle qui ont été approuvés par les organismes de réglementation respectifs. Les flux de trésorerie nets des sociétés réglementées ne sont pas directement rattachés à des actifs, mais sont plutôt cumulés à l'échelle de la société de services publics réglementés.

#### Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente, à la date d'acquisition, l'excédent du prix d'achat sur la juste valeur des montants nets attribués aux immobilisations corporelles et aux actifs incorporels identifiables acquis et aux passifs pris en charge dans le cadre d'une acquisition d'entreprise. L'écart d'acquisition est comptabilisé au coût initial moins toute moins-value pour dépréciation.

Fortis effectue une évaluation annuelle interne des facteurs quantitatifs de chaque unité d'exploitation et, pour les unités d'exploitation dont :

- l'évaluation de la direction des facteurs quantitatifs et qualitatifs indique qu'il est probable à au moins 50 % que la juste valeur ne soit pas supérieure à la valeur comptable, ou dont
- l'excédent de la juste valeur estimée par rapport à la valeur comptable, comme établi par un consultant externe indépendant à la date du dernier test de dépréciation, n'est pas important, la juste valeur de l'unité d'exploitation est alors estimée par un consultant externe indépendant au cours de l'exercice considéré. Malgré l'approche décrite ci-dessus, il est possible de faire estimer par un consultant externe indépendant la juste valeur d'une unité d'exploitation à laquelle un écart d'acquisition a été affecté à la date du test de dépréciation annuel, puisque Fortis fera évaluer la juste valeur de chacune de ses unités d'exploitation par un consultant externe indépendant au moins une fois tous les trois ans.

Fortis procède à son test de dépréciation annuel le 1<sup>er</sup> octobre. 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 et laisse croire que la juste valeur d'une unité d'exploitation est inférieure à sa valeur comptable. Aucun événement ou changement de circonstances de ce genre ne s'est produit en 2013 et en 2012, et aucune provision pour moins-value n'a été requise pour l'un ou l'autre de ces exercices.

Afin de calculer la dépréciation de l'écart d'acquisition, Fortis détermine pour quelles unités d'exploitation la juste valeur sera estimée par un consultant externe indépendant, comme décrit précédemment, et cette valeur estimée sera ensuite comparée à la valeur comptable des unités d'exploitation en question. Si la juste valeur d'une unité d'exploitation est inférieure à sa valeur comptable, on procède à une deuxième évaluation pour établir le montant de la moins-value. Le montant de la moins-value est établi d'abord en déduisant la juste valeur des actifs et des passifs de l'unité d'exploitation de la juste valeur de celle-ci, afin d'obtenir 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 comptabilisé.

La principale méthode utilisée pour estimer la juste valeur des unités d'exploitation est l'approche fondée sur les bénéfiques, selon laquelle les projections des flux de trésorerie des unités d'exploitation sont actualisées à l'aide de l'approche axée sur la valeur de l'entreprise. D'après cette approche, les flux de trésorerie durables sont établis après impôts, sans déduire les intérêts débiteurs, et sont ensuite actualisés selon la moyenne pondérée du coût du capital afin d'obtenir la valeur de l'entreprise. Une approche axée sur la valeur de l'entreprise ne permet pas de juger du caractère approprié de la dette courante de l'unité d'exploitation. La juste valeur estimée de l'unité d'exploitation est par la suite établie en soustrayant la juste valeur de la dette portant intérêt de la valeur d'entreprise de l'unité d'exploitation. Une autre méthode d'évaluation, soit l'approche fondée sur le marché, est aussi employée par le consultant externe indépendant pour valider les conclusions tirées à l'utilisation de l'approche fondée sur les bénéfiques. L'approche fondée sur le marché consiste à procéder à une comparaison entre les divers multiples d'évaluation à la base de l'analyse des flux de trésorerie actualisés des unités d'exploitation et les multiples de négociation d'entités de référence et les transactions récentes impliquant des entités de référence, afin de faire ressortir les différences en termes de prévisions de croissance, de composition du portefeuille de produits et des risques auxquels sont exposées ces entités de référence et les unités d'exploitation pertinentes.

### 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, y compris une allocation de retraite et des régimes supplémentaires de retraite pour certains de leurs cadres, et des régimes de retraite à cotisations déterminées, y compris des régimes enregistrés d'épargne-retraite (« REER ») collectifs à l'intention des employés. L'obligation au titre des prestations constituées projetées et la valeur du coût associé aux 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 rendement prévu des placements des régimes, du taux d'accroissement des salaires et de l'âge prévu des employés au moment de leur départ à la retraite. Les taux d'actualisation reflètent les taux d'intérêt du marché sur les obligations de grande qualité assurant des flux de trésorerie qui correspondent à l'échelonnement et au montant des versements prévus au titre des prestations de retraite.

Sauf pour les sociétés FortisBC Energy et Newfoundland Power, les actifs des régimes de retraite sont évalués à leur juste valeur, aux fins d'établissement de la charge de retraite. Pour les sociétés FortisBC Energy et Newfoundland Power, les actifs des régimes de retraite sont évalués en utilisant la valeur de marché aux fins d'établissement de la charge de retraite, de telle sorte que les rendements de placement qui sont 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 ou de la perte actuarielle cumulée nette sur 10 % de l'obligation projetée 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 FortisBC Energy 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.

La situation de capitalisation nette des régimes de retraite à prestations déterminées, soit la différence entre la juste valeur des actifs des régimes et l'obligation au titre des prestations constituées, est comptabilisée au bilan consolidé de la Société.

Comme approuvé par l'organisme de réglementation concerné, le coût des régimes de retraite à prestations déterminées de FortisAlberta est recouré à même les tarifs facturés à la clientèle en fonction des paiements au comptant versés.

Tout écart entre la charge de retraite constatée selon les PCGR des États-Unis et la charge recourée auprès de la clientèle dans les tarifs courants à l'égard des régimes de retraite à prestations déterminées – qui devrait être recouré auprès de la clientèle ou remboursé à cette dernière à même les tarifs futurs – est assujéti au traitement en compte de report (note 7 ii)).

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

### 3. Sommaire des principales méthodes comptables (suite)

#### Avantages sociaux futurs (suite)

Pour les sociétés FortisBC Energy ainsi que pour Central Hudson, FortisAlberta, FortisBC Electric, Newfoundland Power et FortisOntario, tous les soldes non amortis liés aux gains et aux pertes actuariels nets, aux coûts des services passés et aux obligations transitoires associés aux régimes de retraite à prestations déterminées, qui seraient autrement comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, sont assujettis au traitement en compte de report (note 7 ii)). Pour Fortis, FHI, Maritime Electric et Caribbean Utilities, tous les soldes non amortis liés aux gains et aux pertes actuariels nets, aux coûts des services passés et aux obligations transitoires associés aux régimes de retraite à prestations déterminées sont constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

Les coûts des régimes de retraite à cotisations déterminées sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés.

#### Régimes d'ACR

La Société, les sociétés FortisBC Energy, Central Hudson, FortisAlberta, FortisBC Electric, Newfoundland Power, Maritime Electric et FortisOntario offrent aussi des régimes d'ACR au moyen de régimes à prestations déterminées, y compris certaines couvertures d'assurance maladie et dentaire et des prestations d'assurance-vie, à des membres admissibles. L'obligation au titre des prestations constituées accumulées et le coût associé aux régimes d'ACR sont établis 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 rendement prévu des régimes, du taux d'accroissement des salaires, de l'âge prévu des employés au moment de leur départ à la retraite et du coût des soins de santé. Les taux d'actualisation reflètent les taux d'intérêt du marché sur les obligations de grande qualité assurant des flux de trésorerie qui correspondent à l'échelonnement et au montant des versements prévus au titre des ACR.

L'excédent du gain actuariel cumulé net ou de la perte actuarielle cumulée nette sur 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées accumulées et de la juste valeur des actifs du régime 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.

La situation de capitalisation nette des régimes d'ACR, soit la différence entre la juste valeur des actifs des régimes et l'obligation au titre des prestations constituées, est comptabilisée au bilan consolidé de la Société.

Comme approuvé par l'organisme de réglementation concerné, le coût des régimes d'ACR de FortisAlberta est recouvré dans les tarifs facturés à la clientèle en fonction des paiements au comptant versés.

À l'exception de FortisAlberta, comme mentionné ci-dessous, tout écart entre le coût des régimes d'ACR constatés selon les PCGR des États-Unis et le coût recouvré auprès de la clientèle dans les tarifs courants, qui devrait être recouvré auprès de la clientèle ou remboursé à cette dernière à même les tarifs futurs, est assujetti au traitement en compte de report (note 7 ii)).

Pour FortisAlberta, l'écart entre le coût des régimes d'ACR comptabilisé selon les PCGR des États-Unis et le coût recouvré auprès de la clientèle dans les tarifs courants ne répond pas aux critères du traitement en compte de report. C'est pourquoi FortisAlberta comptabilise en résultat le coût associé à ses régimes d'ACR selon des calculs actuariels plutôt que selon des montants approuvés par l'organisme de réglementation. Les soldes non amortis des régimes d'ACR de FortisAlberta qui se rattachent aux gains et aux pertes actuariels nets et aux coûts des services passés sont comptabilisés comme composante des autres éléments du résultat étendu.

#### Rémunération à base d'actions

La Société comptabilise une charge de rémunération liée à l'émission d'options sur actions attribuées en vertu de son régime d'options sur actions de 2002 (« le régime de 2002 »), de son régime d'options sur actions de 2006 (« le régime de 2006 ») et de son régime d'options sur actions de 2012 (« le régime de 2012 ») (note 23). La charge de rémunération est évaluée à la date d'attribution selon le modèle de Black et Scholes, et chaque attribution est amortie séparément en proportions égales sur la période d'acquisition des droits de quatre ans des options attribuées. En contrepartie, 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 des actions ordinaires de la Société a un effet dilutif sur le capital social consolidé et les capitaux propres consolidés de la Société. Pour l'exercice d'options sur actions, Fortis émet des actions ordinaires sur le capital-actions autorisé.

La Société comptabilise aussi les passifs associés aux régimes d'unités d'actions à dividende différé (« UAD ») et d'unités d'actions liées au rendement (« UAR ») des administrateurs à leur juste valeur chaque date de clôture jusqu'au règlement, en constatant une charge de rémunération sur la période d'acquisition des droits selon la méthode linéaire. 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 de présentation de l'information financière. La juste valeur des passifs liés aux UAR est aussi fondée sur le paiement prévu d'après le rendement historique, compte tenu des paramètres définis de chaque attribution, le cas échéant, et de la meilleure estimation de la direction.

### Conversion des devises

Les actifs et les passifs des établissements à l'étranger de la Société, qui ont tous le dollar américain comme monnaie fonctionnelle, sont convertis au taux de change en vigueur à la date du bilan. La monnaie de présentation des états financiers de Central Hudson, Caribbean Utilities, Fortis Turks and Caicos, BECOL, FortisUS Energy et Griffith est le dollar américain. Le taux de change en vigueur au 31 décembre 2013 était de 1,00 \$ US = 1,06 \$ CA (1,00 \$ US = 1,00 \$ CA au 31 décembre 2012). Les gains et les pertes de change latents qui en résultent sont exclus du calcul du bénéfice et sont comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce que la filiale étrangère soit vendue, soit pratiquement liquidée ou fasse l'objet d'un test de dépréciation en prévision de la cession. Les produits et les charges des établissements à l'étranger de la Société sont convertis au taux de change moyen en vigueur au cours de la période de présentation de l'information financière.

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 à l'étranger sont cumulés comme composante distincte des capitaux propres dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, et la variation de la période écoulée est comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu.

Depuis le 20 juin 2011, en raison de l'expropriation de Belize Electricity par le gouvernement du Belize, l'actif de la Société associé à son investissement antérieur dans Belize Electricity (notes 9, 34 et 36) n'est pas admissible à la comptabilité de couverture étant donné que Belize Electricity n'est plus une filiale étrangère de Fortis. Par conséquent, les gains et les pertes de change à la conversion de l'autre actif à long terme associé à Belize Electricity sont comptabilisés en résultat.

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 dérivés et activités de couverture

De temps à autre, la Société et ses filiales ont recours aux instruments dérivés pour couvrir les risques de fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix du combustible, de l'électricité et du gaz naturel. La Société ne détient ni n'émet d'instruments dérivés aux fins de transaction et limite généralement l'utilisation des instruments dérivés à ceux qui peuvent servir de couvertures comptables ou économiques. Au 31 décembre 2013, les instruments dérivés de la Société étaient principalement composés de swaps sur électricité, de swaps et de contrats d'options sur gaz ainsi que de primes liées aux contrats d'achat de gaz (note 32).

L'évaluation à la valeur de marché est le traitement comptable par défaut pour tous les instruments dérivés à moins qu'ils ne soient admissibles et désignés pour l'une des méthodes comptables facultatives. L'évaluation à la valeur de marché nécessite que l'instrument dérivé soit comptabilisé à la juste valeur et que les variations de la juste valeur soient comptabilisées en résultat. Les dérivés désignés pour tout traitement comptable facultatif doivent respecter des critères restrictifs précis au moment de leur désignation et de façon continue. Les traitements comptables facultatifs comprennent : i) les couvertures de flux de trésorerie; ii) les couvertures de juste valeur; et iii) les contrats de vente et d'achat dans le cours normal des affaires.

La Société évalue continuellement ses contrats, y compris ses CAE, afin de déterminer s'ils répondent aux critères d'un dérivé et, si c'est le cas, s'ils sont admissibles à un traitement comptable facultatif.

Au 31 décembre 2013, les relations de couverture de la Société étaient principalement composées de swaps sur électricité, de swaps et de contrats d'options sur gaz, de primes liées aux contrats d'achat de gaz et d'emprunts en dollars américains.

Central Hudson emploie des swaps sur électricité et des dérivés sur gaz naturel afin d'atténuer la volatilité des prix d'achat de l'électricité et du gaz naturel destinés à ses clients de services complets, en fixant le prix d'achat effectif pour ces produits de base.

Les dérivés sur gaz naturel servent à fixer le prix d'achat réel du gaz naturel, la plupart des contrats d'approvisionnement en gaz naturel des sociétés FortisBC Energy étant assortis de prix variables au lieu de prix fixes. Toute variation de la juste valeur des dérivés sur gaz naturel, peu importe si les dérivés sont désignés comme éléments constitutifs de relations de couverture admissibles, est reportée à titre d'actif ou de passif réglementaire, sous réserve d'une approbation réglementaire, aux fins de recouvrement auprès des clients ou de remboursement aux clients à même les tarifs futurs.

La Société est tenue de séparer les dérivés incorporés des instruments dans lesquels ils sont intégrés et de les comptabiliser à titre de dérivés autonomes s'ils respectent certains critères.

Le bénéfice que la Société tire des filiales étrangères 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 au niveau du siège social. La Société a désigné sa dette à long terme en dollars américains à titre de couverture du risque de change lié à ses investissements nets dans les filiales étrangères. Les variations des taux de change liées à la conversion des emprunts libellés en dollars américains faits par la Société et 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.

### Impôts sur les bénéfices

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 reportés 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 plus probable qu'improbable. Les actifs et les passifs d'impôts reportés sont évalués selon les taux d'imposition en vigueur et les lois qui seront en vigueur lorsque les écarts temporaires devraient se résorber ou être réglés. L'incidence d'une modification des taux d'imposition sur les actifs et les passifs d'impôts reportés est comptabilisée en résultat pendant la période où la modification a lieu. La charge ou le recouvrement d'impôts sur les bénéfices de l'exercice est constaté à hauteur des impôts à payer ou à recevoir estimatifs pour l'exercice considéré.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

### 3. Sommaire des principales méthodes comptables (suite)

#### Impôts sur les bénéfices (suite)

Comme l'ont approuvé leurs organismes de réglementation respectifs, les sociétés FortisBC Energy, Central Hudson, FortisAlberta, FortisBC Electric, Newfoundland Power et FortisOntario recouvrent la charge d'impôts sur les bénéfices dans les tarifs facturés aux clients à partir seulement des impôts sur les bénéfices qui sont actuellement exigibles, sauf pour certains soldes réglementaires à l'égard desquels les impôts reportés sont recouverts auprès de la clientèle, ou remboursés à celle-ci, à même les tarifs courants, comme le prescrivent les organismes de réglementation respectifs. Par conséquent, les tarifs courants imputés à la clientèle ne comprennent pas le recouvrement d'impôts reportés 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 facturés à la clientèle lorsqu'ils deviendront exigibles. Ces entreprises de services publics constatent un actif ou un passif réglementaire compensatoire pour le montant des impôts reportés qui devraient être recouverts ou remboursés à même les tarifs imputés à la clientèle lorsque les impôts sur les bénéfices deviennent à payer ou à recevoir (note 7 i)).

Aux fins des exigences réglementaires de présentation de l'information financière, le compte d'amortissement fiscal pour certaines immobilisations de services publics de FortisAlberta est différent de celui servant aux fins de production de la déclaration d'impôts sur les bénéfices d'une entité juridique. Pour une période future de présentation de l'information financière, qui reste à déterminer, la différence peut créer une charge d'impôts sur les bénéfices plus élevée que celle comptabilisée aux fins de l'établissement des tarifs réglementaires et recouvrée auprès de la clientèle à même les tarifs.

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 CAE de 50 ans.

Tout écart entre la charge d'impôts sur les bénéfices constatée selon les PCGR des États-Unis et la charge recouvrée auprès de la clientèle à même les tarifs courants, ou dont le recouvrement auprès de la clientèle à même les tarifs futurs est prévu, est assujetti au traitement en compte de report (note 7 i)).

La Société a l'intention de réinvestir pour une durée indéterminée le bénéfice de certains établissements à l'étranger. Par conséquent, la Société ne provisionne pas d'impôts reportés à l'égard des écarts temporaires liés aux investissements dans les filiales étrangères. Au 31 décembre 2013, les écarts temporaires liés aux investissements dans les filiales étrangères se chiffraient à environ 334 millions \$ (294 millions \$ au 31 décembre 2012). Il est impossible d'estimer le montant des impôts sur les bénéfices qui pourraient devoir être payés advenant une reprise des écarts temporaires. Le Canada a conclu des accords d'échange de renseignements fiscaux avec les Bermudes, les îles Caïmans et les îles Turks et Caicos. Par conséquent, les bénéfices des établissements à l'étranger de la Société exerçant leurs activités dans ces régions peuvent, après 2010, être rapatriés au Canada libres d'impôt, et sont ainsi exclus du montant des écarts temporaires noté ci-dessus puisque aucun impôt n'est à payer sur ces bénéfices. Lorsqu'un accord d'échange de renseignements fiscaux sera conclu avec le Belize, les bénéfices provenant des activités de la Société au Belize (c.-à-d., BECOL) pourront aussi être rapatriés au Canada libres d'impôt. Les négociations entre le gouvernement du Canada et le gouvernement du Belize à ce sujet ont commencé en juin 2010.

Les économies d'impôts associées aux positions fiscales prises, ou devant être prises, dans une déclaration de revenus sont comptabilisées seulement lorsque le seuil de constatation « plus probable qu'improbable » est atteint. Les économies d'impôts sont mesurées en fonction du montant le plus élevé dont la probabilité qu'il soit réalisé au moment du règlement est supérieure à 50 %. La différence entre une position fiscale prise, ou qui devrait être prise, et l'économie comptabilisée et mesurée selon cette directive représente une économie d'impôts non constatée.

Les intérêts et pénalités liés aux impôts sur les bénéfices sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés et sont constatés dans la charge d'impôts sur les bénéfices. Pour FortisAlberta, les crédits d'impôt à l'investissement sont déduits des actifs connexes et sont constatés en réduction des charges d'impôts sur les bénéfices lorsque la société devient assujettie à l'impôt aux fins de l'établissement des tarifs.

#### Taxes de vente

Dans le cours normal de leurs activités, la Société et ses filiales perçoivent les taxes de vente auprès de leurs clients. Dans le processus de facturation aux clients, un passif à court terme est comptabilisé au titre des taxes de vente perçues des clients. Le passif est réglé lorsque les taxes sont payées aux autorités gouvernementales appropriées. Les produits de la Société ne comprennent pas les taxes de vente.

Aux fins des exigences réglementaires de présentation de l'information financière, Central Hudson comptabilise les recettes fiscales et les charges d'impôts recueillies pour le compte des autorités gouvernementales concernées sur la base de leur montant brut. Le montant compris au titre des produits et des charges en 2013 était d'environ 4 millions \$.

#### Constatation des produits

Les produits des sociétés de services publics réglementés sont facturés à des tarifs approuvés par l'organisme de réglementation concerné et sont habituellement groupés pour inclure les services liés à la production et 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.

Les produits tirés de la vente de gaz et d'électricité par les entreprises de services publics réglementés de la Société sont généralement constatés selon la comptabilité d'exercice. Le gaz et l'électricité consommés 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, sauf pour certains consommateurs d'électricité de Central Hudson, selon l'approbation de l'organisme de réglementation. Au 31 décembre 2013, des produits non facturés d'environ 14 millions \$ (13 millions \$ US) de Central Hudson associés à ces consommateurs d'électricité n'étaient pas comptabilisés.

Comme le prescrit l'organisme de réglementation, FortisAlberta est tenue de se procurer les services de transport auprès de l'AESO et de lui 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 son organisme de réglementation. 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 transférer les coûts du transport aux utilisateurs finaux étant donné que le fournisseur de transport n'entretient pas de relation directe avec ces clients. Par conséquent, FortisAlberta présente les produits et les charges liés aux services de transport sur une base nette. Les tarifs perçus sont fondés sur les charges de transport prévues. En 2013, FortisAlberta n'était pas exposée aux risques liés aux prévisions relativement aux coûts du transport, puisque tous les écarts entre les charges réelles liées aux services de transport et les produits réellement recouverts auprès de la clientèle étaient reportés pour être recouverts auprès de la clientèle, ou remboursés à celle-ci, à même les tarifs futurs (note 7 *xviii*). En 2012, toutefois, l'organisme de réglementation concerné n'a pas approuvé le report des écarts de volumes de transport, et FortisAlberta a été exposée à un risque lié aux volumes à l'égard des coûts de transport réels par rapport à ceux facturés aux clients en fonction des volumes et des prix prévus.

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. Pour Énergie Niagara et Algoma Power, les coûts de l'électricité et du transport sont transmis à la clientèle, et les produits liés au recouvrement de ces coûts sont suivis et comptabilisés distinctement. Le montant des produits tirés du transport suivis distinctement pour Énergie Niagara et Algoma Power est négligeable comparativement aux produits consolidés de la Société.

Les produits de toutes les activités de production non réglementées de la Société sont comptabilisés selon la comptabilité d'exercice, et les produits sont constatés à la livraison à des tarifs fixes contractuels ou fondés sur les prix de marché observés, comme il est stipulé dans les arrangements contractuels.

Les produits autres que de services publics sont comptabilisés à la prestation des services ou à la livraison des produits aux consommateurs. Plus précisément, 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 certains frais généraux déterminés. Certains locataires de commerces de détail versent un loyer additionnel exprimé en pourcentage de leurs ventes. Les frais recouverts auprès des locataires sont comptabilisés à titre de produits selon la comptabilité d'exercice. Le loyer de base et l'augmentation des taux de location prévue dans les contrats de location à long terme sont comptabilisés en résultat selon la méthode linéaire sur la durée des contrats 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, et les immobilisations de services publics ou autres que de services publics sont augmentées du même montant. 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 juste valeur des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations est fondée sur une estimation de la valeur actuelle des dépenses futures prévues reflétant une gamme de résultats possibles, actualisée selon un taux d'intérêt sans risque rajusté en fonction de la qualité de crédit. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont ajustées à la fin de chaque période de présentation de l'information financière pour prendre en compte l'écoulement du temps et les variations des flux de trésorerie futurs estimatifs sous-jacents de l'obligation. Les coûts réels engagés pour le règlement des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont portés en réduction des passifs.

Au 31 décembre 2013, FortisBC Electric et Central Hudson ont comptabilisé des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'environ 3 millions \$ (3 millions \$ au 31 décembre 2012), qui ont été classées à titre d'autres passifs à long terme (note 17), et un montant compensatoire a été porté aux immobilisations de services publics. Les variations des obligations causées par l'écoulement du temps sont comptabilisées à titre d'actif réglementaire, selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

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. 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 des problèmes environnementaux survenaient, les actifs seraient déclassés ou les licences, permis ou ententes ou contrats 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 être estimés de manière raisonnable.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

### 3. Sommaire des principales méthodes comptables (suite)

#### Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (suite)

La Société a aussi des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations relativement au retrait, dans les droits 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 d'enlèvement d'actifs ne peut être établie raisonnablement à l'heure actuelle.

La Société a établi que des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations pourraient exister concernant la remise en état 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. Des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations pour la remise en état de terrains seront comptabilisées lorsque le moment, la nature et le montant des coûts pourront être raisonnablement estimés.

#### Informations à fournir sur les actifs et les passifs compensatoires

À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013, la Société a adopté les modifications du Topic 210 de l'Accounting Standards Codification (« ASC »), intitulé *Balance Sheet – Disclosures About Offsetting Assets and Liabilities*, comme présentées dans l'Accounting Standards Update (« ASU ») 2011-11 et l'ASU 2013-01. Les modifications améliorent la transparence de l'incidence ou de l'incidence potentielle des accords de compensation sur la situation financière d'une entreprise en augmentant le niveau requis d'informations à fournir sur de tels accords. Les modifications dont il est question ci-dessus ont été appliquées de façon rétrospective et n'ont pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société pour 2013.

#### Présentation des montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu

À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013, la Société a adopté les modifications du Topic 220 de l'ASC intitulé *Other Comprehensive Income – Reporting of Amounts Reclassified Out of Accumulated Other Comprehensive Income* (« AOCI »), comme présentées dans l'ASU 2013-02. Les modifications améliorent la présentation des montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu, les entités devant dorénavant présenter à un seul endroit les informations sur les reclassements hors du cumul des autres éléments du résultat étendu et présenter les détails relatifs aux reclassements dans les informations sur les modifications apportées aux soldes du cumul des autres éléments du résultat étendu. Les modifications ont été appliquées par la Société de manière prospective à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013 et n'ont pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société pour 2013.

#### Utilisation d'estimations comptables

La préparation d'états financiers consolidés selon les PCGR des États-Unis 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 consolidés, et sur les montants constatés des produits et des charges des périodes présentées. Les estimations et jugements reposent sur des données historiques, les conditions actuelles et plusieurs autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances.

En outre, certaines estimations et certains jugements 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 d'autres démarches réglementaires. 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. Si une décision réglementaire est rendue après la date du bilan, mais avant la publication des états financiers consolidés, les faits et les circonstances sont examinés pour déterminer s'il s'agit ou non d'un événement postérieur à la date du bilan à comptabiliser.

Les estimations comptables critiques de la Société sont présentées ci-dessus à la note 3, aux rubriques « Actifs et passifs réglementaires », « Immobilisations de services publics et autres que de services publics », « 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 7 et 37.

## 4. Prises de position comptables futures

#### Obligations découlant des ententes à responsabilité solidaire

En février 2013, le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») a publié l'ASU 2013-04, *Obligations Resulting from Joint and Several Liability Arrangements for Which the Total Amount of the Obligation is Fixed at the Reporting Date*. L'objectif de la mise à jour est de fournir des directives à l'égard de la comptabilisation, de l'évaluation et de la présentation des obligations découlant des ententes à responsabilité solidaire pour lesquelles le montant total des obligations est établi à la date de clôture. Cette mise à jour comptable s'applique aux exercices ouverts à compter du 15 décembre 2013 et aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices et doit être appliquée rétrospectivement. Fortis ne s'attend pas à ce que l'adoption de cette mise à jour ait une incidence importante sur ses états financiers consolidés.

### Comptabilisation de l'écart de conversion cumulé par la société mère

En mars 2013, le FASB a publié l'ASU 2013-5, *Parent's Accounting for the Cumulative Translation Adjustment upon Derecognition of Certain Subsidiaries or Groups of Assets within a Foreign Entity or of an Investment in a Foreign Entity*. Cette mise à jour s'applique à la reprise de l'écart de conversion dans le bénéfice net lorsqu'une société mère vend une partie ou la totalité de son investissement dans une entité étrangère ou ne détient plus de participation conférant le contrôle dans une filiale ou dans un groupe d'actifs faisant partie d'une entité étrangère. Cette mise à jour comptable s'applique aux exercices ouverts à compter du 15 décembre 2013 et aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices et doit être appliquée de manière prospective. Fortis ne s'attend pas à ce que l'adoption de cette mise à jour ait une incidence importante sur ses états financiers consolidés.

### Présentation d'une économie d'impôt non comptabilisée

En juillet 2013, le FASB a publié l'ASU 2013-11, *Presentation of an Unrecognized Tax Benefit When a Net Operating Loss Carryforward, a Similar Tax Loss, or a Tax Credit Carryforward Exists*. Cette mise à jour fournit des directives à l'égard de la présentation des économies d'impôt non comptabilisées lorsqu'il existe un report en avant de perte d'exploitation nette, une perte fiscale similaire ou un report en avant de crédit d'impôt, et vise à mieux refléter la manière dont une entité réglerait les impôts sur les bénéfices additionnels qui découleraient du rejet d'une position fiscale lorsqu'il existe un report en avant de perte d'exploitation nette, une perte fiscale similaire ou un report en avant de crédit d'impôt. Cette mise à jour comptable s'applique aux exercices ouverts à compter du 15 décembre 2013 et aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, et doit être appliquée de manière prospective. Fortis ne s'attend pas à ce que l'adoption de cette mise à jour ait une incidence importante sur ses états financiers consolidés.

## 5. Débiteurs

(en millions)	2013	2012
Débiteurs – clients	701 \$	544 \$
Provision pour créances douteuses	(19)	(19)
Impôts à recevoir	–	11
Autres	50	51
	<b>732 \$</b>	<b>587 \$</b>

Aux 31 décembre 2013 et 2012, les autres débiteurs étaient composés majoritairement de sommes facturées aux clients pour des services autres que de base, des dépôts de garantie pour des achats de gaz et des crédits d'impôt relatifs aux clients résidentiels des sociétés FortisBC Energy. Les autres débiteurs comprennent également la juste valeur des dérivés de Central Hudson (notes 32 et 33).

## 6. Stocks

(en millions)	2013	2012
Gaz et combustible stockés	116 \$	115 \$
Matières et fournitures	27	18
	<b>143 \$</b>	<b>133 \$</b>

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

### 7. Actifs et passifs réglementaires

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 recouverts auprès des clients ou remboursés à ces derniers au cours des périodes futures.

<i>(en millions)</i>	2013	2012	Période de recouvrement résiduelle (années)
<b>Actifs réglementaires</b>			
Impôts reportés <i>i)</i>	<b>833 \$</b>	713 \$	À déterminer
Avantages sociaux futurs <i>ii)</i>	<b>440</b>	498	Diverses
Comptes de stabilisation tarifaire <i>iii)</i>	<b>85</b>	105	Diverses
Charges locatives reportées – FortisBC Electric <i>iv)</i>	<b>76</b>	77	30–43
Coûts de gestion de l'énergie reportés <i>v)</i>	<b>76</b>	50	1–15
Report relatif à la remise en état des sites d'usines de gaz <i>vi)</i>	<b>47</b>	–	À déterminer
Frais d'exploitation indirects reportés <i>vii)</i>	<b>43</b>	32	Diverses
Pertes nettes à la cession d'immobilisations et d'actifs incorporels de services publics reportées <i>viii)</i>	<b>35</b>	27	18
Impôts sur les bénéfices recouvrables au titre des régimes d'ACR <i>ix)</i>	<b>24</b>	23	Diverses
Report des coûts liés au projet d'amélioration du service à la clientèle <i>x)</i>	<b>21</b>	24	6–7
Coûts de possession – avantages sociaux futurs <i>xi)</i>	<b>14</b>	–	Diverses
Report de l'apport lié au pipeline de Whistler <i>xii)</i>	<b>13</b>	14	46
Report des coûts des projets liés aux énergies renouvelables <i>xiii)</i>	<b>11</b>	18	À déterminer
Frais de développement reportés pour des projets d'investissement <i>xiv)</i>	<b>9</b>	10	18
Report des coûts de l'énergie de remplacement pour la centrale Point Lepreau <i>xv)</i>	<b>–</b>	47	–
Autres actifs réglementaires <i>xvi)</i>	<b>95</b>	62	Diverses
<b>Total des actifs réglementaires</b>	<b>1 822</b>	1 700	
<b>Moins : tranche à court terme</b>	<b>(150)</b>	(185)	1
<b>Actifs réglementaires à long terme</b>	<b>1 672 \$</b>	1 515 \$	

#### Passifs réglementaires

Provision pour coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations <i>xvii)</i>	<b>563 \$</b>	486 \$	À déterminer
Comptes de stabilisation tarifaire <i>iii)</i>	<b>177</b>	163	Diverses
Report des charges de l'AESO <i>xviii)</i>	<b>73</b>	44	1–4
Avantages sociaux futurs <i>ii)</i>	<b>55</b>	–	Diverses
Impôts reportés <i>i)</i>	<b>45</b>	12	À déterminer
Obligation au titre des avantages revenant aux clients et aux communautés <i>xix)</i>	<b>23</b>	–	À déterminer
Report des écarts des lectures de compteurs et du service à la clientèle <i>xx)</i>	<b>17</b>	6	À déterminer
Coûts de possession – avantages sociaux futurs <i>xi)</i>	<b>16</b>	–	Diverses
Incidence sur la base tarifaire du projet de réparation fiscale <i>xxi)</i>	<b>13</b>	–	À déterminer
Autres passifs réglementaires <i>xxii)</i>	<b>60</b>	42	Diverses
<b>Total des passifs réglementaires</b>	<b>1 042</b>	753	
<b>Moins : tranche à court terme</b>	<b>(140)</b>	(72)	1
<b>Passifs réglementaires à long terme</b>	<b>902 \$</b>	681 \$	

### Description de la nature des actifs et des passifs réglementaires

#### i) *Impôts reportés*

La Société constate de manière rétroactive les actifs et les passifs d'impôts reportés et les passifs et actifs réglementaires connexes, qui sont liés au montant des impôts reportés censé être remboursé aux clients ou recouvré auprès des clients dans les tarifs futurs de gaz et d'électricité. Les actifs et les passifs d'impôts reportés tiennent compte des incidences fiscales futures qu'aurait le règlement ultérieur des passifs et des actifs réglementaires connexes à même les tarifs facturés à la clientèle. Les impôts reportés sur les actifs et passifs réglementaires sont attribuables à l'application du Topic 740 de l'ASC, intitulé *Income Taxes*. Les soldes des actifs et des passifs réglementaires devraient être recouvrés auprès des clients, ou remboursés à ceux-ci, dans les tarifs futurs lorsque les impôts deviennent exigibles ou à recevoir. Au 31 décembre 2013, une tranche de 170 millions \$ (115 millions \$ au 31 décembre 2012) des actifs réglementaires aux fins des impôts reportés n'était pas admissible aux fins du calcul du rendement réglementaire.

#### ii) *Avantages sociaux futurs*

L'actif et le passif réglementaires associés aux avantages sociaux futurs comprennent les pertes actuarielles nettes, les coûts des services passés et les obligations transitoires, tous non amortis et établis au moyen de calculs actuariels, associés aux régimes de retraite à prestations déterminées et aux régimes d'ACR des entreprises de services publics réglementés de la Société qui devraient être recouvrés auprès des clients, ou remboursés à ceux-ci, dans les tarifs futurs (note 28).

Pour les entreprises de services publics réglementés de la Société, comme les organismes de réglementation respectifs le permettent, les écarts entre les coûts des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR comptabilisés selon les PCGR des États-Unis et ceux qui devraient être recouvrés auprès de la clientèle ou remboursés à cette dernière à même les tarifs futurs sont assujettis au traitement en compte de report et ont été comptabilisés comme un actif ou un passif réglementaire. Ces montants auraient autrement été comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu au bilan consolidé.

Au 31 décembre 2013, des actifs réglementaires d'environ 125 millions \$ associés aux avantages sociaux futurs n'étaient pas assujettis à un rendement réglementaire (94 millions \$ au 31 décembre 2012). Au 31 décembre 2013, des passifs réglementaires d'environ 55 millions \$ associés aux avantages sociaux futurs n'étaient pas admissibles aux fins du calcul du rendement réglementaire (néant au 31 décembre 2012).

#### iii) *Comptes de stabilisation tarifaire*

Les montants des comptes de stabilisation tarifaire relatifs aux entreprises de services publics réglementés d'électricité de la Société (Central Hudson, FortisBC Electric, Newfoundland Power, Maritime Electric, FortisOntario, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos) sont recouvrés auprès de la clientèle ou remboursés à cette dernière à même les tarifs futurs 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.

Pour FortisBC Electric, le passif réglementaire au titre des écarts des transferts comprend les écarts entre la valeur réelle des produits tirés de l'électricité et des coûts de l'électricité achetée, et de ceux prévus aux fins de l'établissement des tarifs d'électricité facturés à la clientèle. En outre, le solde du passif réglementaire au titre des écarts des transferts approuvé pour report à titre de passif réglementaire comprend les montants liés à la décision rendue par suite de la première étape de l'instance générale sur le coût du capital, qui a entraîné la baisse du RCP autorisé provisoire de la société. Le règlement en 2014 et 2015 de ce passif réglementaire devrait être approuvé par la BCUC et se traduire par des réductions des produits tirés de l'électricité en 2014 et 2015. En 2012, le passif réglementaire au titre des écarts des transferts de FortisBC Electric comprenait le transfert aux clients de la partie remboursable du recouvrement excessif des besoins en revenus selon les tarifs provisoires facturés aux clients en 2012 par rapport aux tarifs définitifs facturés aux clients en 2012 approuvés par la BCUC.

Pour Central Hudson, les MDR visent à atténuer le choc sur les bénéfices de toute diminution de la consommation d'énergie amenée par la mise en œuvre de programmes d'efficacité énergétique. Selon ce mécanisme, Central Hudson peut comptabiliser les produits tirés de l'électricité et du gaz à la hauteur des niveaux approuvés au moment de l'établissement de ses tarifs pour la majeure partie de sa clientèle.

Le PUB a ordonné à Newfoundland Power 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.

Au 31 décembre 2013, environ 53 millions \$ et 37 millions \$ des comptes de stabilisation tarifaire des entreprises de services publics d'électricité devraient être recouvrés auprès de la clientèle ou remboursés à celle-ci dans l'année. Par conséquent, ces montants sont respectivement classés à titre d'actifs et de passifs réglementaires à court terme (respectivement environ 45 millions \$ et 28 millions \$ au 31 décembre 2012).

Au 31 décembre 2013, 56 millions \$ du solde à recevoir des comptes de stabilisation tarifaire de Central Hudson, Newfoundland Power, FortisOntario et Caribbean Utilities n'étaient pas admissibles aux fins du calcul du rendement réglementaire (49 millions \$ au 31 décembre 2012).

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

### 7. Actifs et passifs réglementaires (suite)

#### Description de la nature des actifs et des passifs réglementaires (suite)

##### iii) Comptes de stabilisation tarifaire (suite)

Les montants des comptes de stabilisation tarifaire relatifs aux entreprises de services publics réglementés de gaz de la Société (les sociétés FortisBC Energy et Central Hudson) sont recouverts auprès de la clientèle ou remboursés à cette dernière à même les tarifs futurs approuvés par les organismes de réglementation respectifs. Les comptes de stabilisation tarifaire atténuent principalement l'effet de facteurs imprévisibles et non contrôlables sur les bénéficiaires, notamment la volatilité des volumes causée principalement par les conditions climatiques, la volatilité des coûts du gaz naturel et les variations de la juste valeur des instruments dérivés sur gaz naturel.

Pour FEI, les mécanismes de stabilisation tarifaire sont en place pour comptabiliser : i) l'incidence sur la marge des variations des volumes de gaz réellement consommés par les clients des secteurs résidentiel et commercial par rapport aux prévisions; ii) les écarts entre les coûts réels du gaz naturel et les coûts prévus; et iii) les variations de la juste valeur des instruments dérivés sur gaz naturel. Pour FEVI, les mécanismes de stabilisation tarifaire sont en place pour : i) atténuer l'effet sur le bénéfice de la volatilité du coût du gaz naturel; ii) comptabiliser les variations de la juste valeur des instruments dérivés sur gaz naturel; et iii) comptabiliser les écarts entre les produits reçus de la clientèle et le coût du service réel, compte non tenu des écarts par rapport aux prévisions liées aux charges d'exploitation et de maintenance.

Au 31 décembre 2013, environ 24 millions \$ et 28 millions \$ des comptes de stabilisation tarifaire des entreprises de services publics de gaz devraient être recouverts auprès de la clientèle ou remboursés à celle-ci dans l'année. Par conséquent, ces montants sont respectivement classés à titre d'actifs et de passifs réglementaires à court terme (respectivement environ 48 millions \$ et 18 millions \$ au 31 décembre 2012).

##### iv) Charges locatives reportées – FortisBC Electric

L'amortissement de l'actif en vertu du contrat d'achat d'électricité Brilliant (le « contrat BPPA ») de FortisBC Electric et les intérêts débiteurs associés à l'obligation de location-acquisition liée au contrat BPPA ne sont pas totalement recouverts par FortisBC Electric dans les tarifs courants facturés à la clientèle puisque ces tarifs ne comprennent que les paiements au comptant de loyer établis aux termes du contrat BPPA. Le solde de l'actif réglementaire au 31 décembre 2013 comprend 70 millions \$ (63 millions \$ au 31 décembre 2012) de charges locatives reportées au titre du contrat BPPA qui devraient être recouvertes auprès de la clientèle dans les tarifs futurs sur la durée du contrat BPPA, qui prend fin en 2056.

FortisBC Electric reporte également les charges locatives associées au poste de transformation Brilliant (« PTB »). 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 Electric dans les tarifs courants facturés à la clientèle puisque ces tarifs ne comprennent que les paiements au comptant de loyer établis aux termes du bail du PTB. Le solde de l'actif réglementaire au 31 décembre 2013 comprenait 6 millions \$ (6 millions \$ au 31 décembre 2012) de charges locatives reportées au titre du PTB qui devraient être recouvertes auprès de la clientèle dans les tarifs futurs sur la durée du bail du PTB.

En 2013, sur les 29 millions \$ (29 millions \$ en 2012) d'intérêts débiteurs se rapportant aux obligations de location-acquisition liées au contrat BPPA et au bail du PTB et les 6 millions \$ (6 millions \$ en 2012) de dotation aux amortissements liés aux actifs de location-acquisition liés au contrat BPPA et au bail du PTB, un total de 25 millions \$ (25 millions \$ en 2012) a été comptabilisé dans les coûts de l'approvisionnement énergétique et un total de 3 millions \$ (3 millions \$ en 2012) a été comptabilisé dans les charges d'exploitation, avec l'approbation de l'organisme de réglementation, et le solde de 7 millions \$ (7 millions \$ en 2012) a été reporté en tant qu'actif réglementaire (note 16).

En 2013, FortisBC Electric a exercé son option de locataire aux termes de son contrat de location visant l'achat du contrat de location de l'immeuble de bureaux de Trail. Par conséquent, l'obligation financière, l'actif réglementaire et l'immobilisation de services publics, qui ont été comptabilisés dans le cadre de l'évaluation du contrat de location initiale comme transaction de cession-bail, ont été reclassés au bilan consolidé à titre d'immobilisations de services publics au 31 décembre 2013 (note 16).

Les coûts de location reportés de FortisBC Electric ne sont pas admissibles aux fins du calcul du rendement réglementaire.

##### v) Coûts de gestion de l'énergie reportés

Les sociétés FortisBC Energy, FortisBC Electric, Central Hudson, Newfoundland Power et Maritime Electric fournissent des services de gestion de l'énergie afin de promouvoir auprès de leur clientèle des programmes d'efficacité énergétique. Comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, ces entreprises de services publics ont capitalisé les dépenses connexes et les amortissent selon la méthode linéaire sur des périodes allant de deux à quinze ans. L'actif réglementaire qui en découle représente le solde non amorti des coûts de gestion de l'énergie.

##### vi) Report relatif à la remise en état des sites d'usines de gaz

Comme le permet l'organisme de réglementation, Central Hudson peut reporter, pour recouvrement futur auprès de ses clients, l'écart entre les coûts réels de l'enquête et de la remise en état des sites d'usines de gaz et les limites tarifaires prévues. Les coûts de la remise en état des sites d'usines de gaz de Central Hudson ne sont pas admissibles aux fins du calcul du rendement réglementaire.

- vii) *Frais d'exploitation indirects reportés*  
Comme l'a approuvé l'organisme de réglementation, FortisAlberta a reporté certains frais d'exploitation indirects. Les frais reportés devraient être recouverts dans les tarifs futurs facturés à la clientèle sur la durée de vie des immobilisations de services publics connexes.
- viii) *Pertes nettes à la cession d'immobilisations et d'actifs incorporels de services publics reportées*  
Comme l'organisme de réglementation le permet, les gains et les pertes à la mise hors service ou à la cession d'immobilisations ou d'actifs incorporels de services publics des sociétés FortisBC Energy sont comptabilisés dans un compte de report réglementaire pour être recouverts auprès de la clientèle dans les tarifs futurs. L'organisme de réglementation a approuvé le recouvrement dans les tarifs facturés à la clientèle de l'actif de réglementation qui en est résulté sur une période de 20 ans commencée en 2012.
- ix) *Impôts sur les bénéfices recouvrables au titre des régimes d'ACR*  
L'organisme de réglementation des sociétés FortisBC Energy et de FortisBC Electric permet à celles-ci de recouvrer les coûts relatifs aux régimes d'ACR à l'aide des tarifs facturés à la clientèle selon la comptabilité d'exercice, plutôt que selon la comptabilité de caisse, ce qui crée des écarts temporaires aux fins fiscales. Comme l'organisme de réglementation le permet, l'incidence fiscale de ces écarts temporaires est reportée comme un actif réglementaire distinct et diminuera à mesure que les versements au comptant au titre des régimes d'ACR dépasseront les charges comptabilisées et les montants recouverts dans les tarifs facturés à la clientèle.
- x) *Report des coûts liés au projet d'amélioration du service à la clientèle*  
Le report des coûts liés au projet d'amélioration du service à la clientèle comprend le cumul de tous les coûts différentiels liés à la mise en œuvre du projet d'amélioration du service à la clientèle de FEI, lequel était pratiquement terminé en janvier 2012. L'organisme de réglementation a également approuvé le traitement en compte de report des écarts par rapport aux prévisions de certains coûts liés aux services clients. L'actif réglementaire est approuvé aux fins du recouvrement à même les tarifs facturés à la clientèle sur une période de huit ans commencée en 2012, et en 2013 pour les coûts reportés au cours de chaque exercice.
- xi) *Coûts de possession – avantages sociaux futurs*  
Comme l'organisme de réglementation le permet, les écarts entre les coûts du régime de retraite à prestations déterminées et du régime d'ACR de Central Hudson comptabilisés selon les PCGR des États-Unis et ceux qui devraient être remboursés à la clientèle ou recouverts auprès de cette dernière à même les tarifs futurs sont assujettis au traitement en compte de report. Par conséquent, un actif réglementaire et un passif réglementaire ont été comptabilisés respectivement en lien avec le régime de retraite à prestations déterminées et le régime d'ACR de la société. L'organisme de réglementation permet à Central Hudson de comptabiliser des coûts de possession relativement aux soldes des actifs et des passifs réglementaires associés au régime de retraite à prestations déterminées et au régime d'ACR. Le solde n'est pas admissible aux fins du calcul du rendement réglementaire.
- xii) *L'apport reporté lié au pipeline de Whistler*  
L'apport reporté lié au pipeline de Whistler représente l'apport en capital de FEWI à FEVI au moment de l'achèvement du gazoduc de Whistler, construit par FEVI. Comme approuvé par l'organisme de réglementation, l'apport reporté est recouvert auprès de la clientèle de FEWI sur une période de 50 ans commencée en 2010.
- xiii) *Report des coûts des projets liés aux énergies renouvelables*  
Le report des coûts des projets liés aux énergies renouvelables des sociétés FortisBC Energy comprend les coûts, déduction faite des produits, relatifs à l'investissement dans des sources d'énergies renouvelables. La période de recouvrement de l'actif réglementaire doit être fixée par l'organisme de réglementation à une date ultérieure et l'actif réglementaire devrait être recouvert auprès de la clientèle actuelle et future des services d'énergies renouvelables.
- xiv) *Frais de développement reportés pour des projets d'investissement*  
Les frais de développement reportés pour des projets d'investissement comprennent les frais engagés pour les projets en cours aux sociétés FortisBC Energy dont le recouvrement dans les tarifs futurs facturés à la clientèle dépend d'une approbation réglementaire. La majeure partie du solde se rapporte au dépassement des coûts engagés pour la conversion, du propane au gaz naturel, des appareils de la clientèle de FEWI, à l'égard desquels FEWI a obtenu de la BCUC la permission de reporter ces coûts additionnels et de les recouvrer à même les tarifs facturés à la clientèle sur une période de 20 ans qui a commencé en 2012.
- xv) *Report des coûts de l'énergie de remplacement pour la centrale Point Lepreau*  
Une remise en état majeure de la centrale nucléaire Point Lepreau (« centrale Point Lepreau »), au Nouveau-Brunswick, s'est déroulée de 2008 à l'automne 2012. Maritime Electric avait obtenu l'approbation réglementaire pour le report du coût différentiel de l'énergie de remplacement de Point Lepreau de 2008 au 28 février 2011 inclusivement qui s'est élevé à 47 millions de dollars. En vertu de l'accord énergétique de l'Î.-P.-É. et de l'Accord Continuation Act, le gouvernement de l'Î.-P.-É. a assumé, à compter du 1<sup>er</sup> mars 2011, la responsabilité du coût différentiel de l'énergie de remplacement et des coûts mensuels d'exploitation et de maintenance liés à la centrale Point Lepreau au cours de la période restante de la remise en état. En mars 2013, l'actif réglementaire de 47 millions \$ a été pris en charge par le gouvernement de l'Î.-P.-É., et la perception auprès des clients pour le compte du gouvernement a commencé au cours de la même période.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

### 7. Actifs et passifs réglementaires (suite)

#### Description de la nature des actifs et des passifs réglementaires (suite)

xvi) *Autres actifs réglementaires*

Les autres actifs réglementaires se rapportent à toutes les entreprises de services publics réglementés de la Société. Le solde est composé de divers éléments dont la valeur individuelle est inférieure à 10 millions \$. Au 31 décembre 2013, une tranche de 79 millions \$ (42 millions \$ au 31 décembre 2012) du solde était approuvée pour recouvrement auprès de la clientèle à même les tarifs futurs, et le montant résiduel devrait également être approuvé. Au 31 décembre 2013, une tranche de 44 millions \$ du solde (21 millions \$ au 31 décembre 2012) n'était pas admissible aux fins du calcul du rendement réglementaire.

xvii) *Provision pour coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations*

Comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, les taux d'amortissement des sociétés FortisBC Energy, de Central Hudson, de FortisAlberta, de Newfoundland Power et de Maritime Electric comprennent un montant autorisé aux fins réglementaires pour être comptabilisé dans les coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. Les coûts réels d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont portés en réduction du passif réglementaire lorsqu'ils sont engagés. Ce passif réglementaire représente les montants recouverts à même les tarifs d'électricité facturés à la clientèle des entreprises de services publics respectives en excédent des coûts d'enlèvement engagés sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

xviii) *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 que les coûts de transport engagés et transférés aux clients, qui sont assujettis au report et qui doivent être recouverts dans les tarifs futurs facturés à la clientèle. Si les produits recouverts à même les tarifs pour ces éléments viennent à dépasser les coûts réels engagés, l'excédent est reporté à titre de passif réglementaire à être remboursé dans les tarifs futurs facturés à la clientèle. Au 31 décembre 2013, le passif réglementaire représentait principalement un recouvrement excédentaire des coûts. Le règlement du passif réglementaire sera déterminé par l'organisme de réglementation au cours d'une période future.

xix) *Obligation au titre des avantages revenant aux clients et aux communautés*

Comme l'a approuvé la PSC, Fortis s'est engagée à apporter aux clients et aux communautés servis par Central Hudson des avantages financiers d'environ 50 millions \$ US qui n'auraient pas été consentis si l'acquisition n'avait pas eu lieu (note 29). Ces avantages différentiels comprennent : i) 35 millions \$ US pour couvrir les dépenses qui seraient normalement récupérées dans les tarifs facturés à la clientèle; ii) des économies garanties pour les clients dépassant les 9 millions \$ US pour une période de cinq ans, par l'élimination des coûts normaux pour CH Energy Group du fait d'être une société ouverte; et iii) l'établissement d'un fonds d'avantages pour les communautés de 5 millions \$ US devant servir au financement de programmes destinés aux clients à faible revenu ou de programmes de développement économique offerts aux communautés et aux résidents de la région médiane de la vallée de l'Hudson. Par conséquent, des dépenses de 41 millions \$ (40 millions \$ US) ont été comptabilisées au deuxième trimestre de 2013, correspondant à la sortie du bilan d'un actif réglementaire de 20 millions \$ (20 millions \$ US) associé aux coûts reportés relatifs aux tempêtes et à la comptabilisation d'un passif réglementaire pour les avantages revenant aux clients et aux communautés de 21 millions \$ (20 millions \$ US) (notes 24 et 29).

xx) *Report des écarts des lectures de compteurs et du service à la clientèle*

Pour les sociétés FortisBC Energy, les écarts entre les dépenses qui ont été approuvées pour recouvrement à même les tarifs facturés à la clientèle et les dépenses réelles qui ont été engagées pour les services de lecture de compteurs et certaines charges d'exploitation continues des activités réalisées en interne relativement au projet d'amélioration des services clients font l'objet d'un traitement en compte de report approuvé par l'organisme de réglementation. Le règlement du passif réglementaire sera déterminé par l'organisme de réglementation au cours d'une période future.

xxi) *Incidence sur la base tarifaire du projet de réparation fiscale*

Central Hudson maintient un passif réglementaire qui reflète l'incidence fiscale du projet de réparation correspondant aux remboursements d'impôts cumulés, majorés des coûts de possession à payer, qui doivent être remboursés aux clients à même les tarifs futurs sur une période donnée qui sera déterminée lors de la prochaine audience de la PSC portant sur la tarification de Central Hudson.

xxii) *Autres passifs réglementaires*

Les autres passifs réglementaires se rapportent à toutes les entreprises de services publics réglementés de la Société. Le solde est composé de divers éléments dont la valeur individuelle est inférieure à 10 millions \$. Au 31 décembre 2013, la Société a obtenu l'autorisation soit de rembourser à la clientèle une tranche de 51 millions \$ (14 millions \$ au 31 décembre 2012) du solde ou de diminuer les tarifs futurs facturés à la clientèle, et elle devrait obtenir une autorisation pour le montant résiduel. Au 31 décembre 2013, une tranche de 9 millions \$ du solde (3 millions \$ au 31 décembre 2012) n'était pas admissible aux fins du calcul du rendement réglementaire.

### 8. Actifs détenus en vue de la vente

En mars 2014, CH Energy Group a vendu sa filiale non réglementée, Griffith, pour environ 70 millions \$ US, en plus du fonds de roulement (note 38). Ainsi, les actifs et les passifs de Griffith ont été classés comme étant détenus en vue de la vente dans le bilan consolidé au 31 décembre 2013, et les résultats d'exploitation ont été présentés comme des activités abandonnées dans l'état des résultats consolidé. Les actifs et les passifs de Griffith au 31 décembre 2013 sont comptabilisés selon la valeur comptable ou, si elle est moins élevée, selon la juste valeur, moins les coûts pour vendre.

Le tableau ci-dessous présente les actifs et les passifs détenus en vue de la vente.

<i>(en millions)</i>	<b>2013</b>
<b>ACTIF</b>	
<b>Actifs à court terme</b>	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 \$
Débiteurs	35
Charges payées d'avance	4
Stocks	6
Impôts reportés	1
	<b>49</b>
Autres actifs	1
Immobilisations autres que de services publics	11
Actifs incorporels	51
<b>Actifs détenus en vue de la vente</b>	<b>112 \$</b>
<b>PASSIF</b>	
<b>Passifs à court terme</b>	
Créditeurs et autres passifs à court terme	27 \$
Impôts reportés	3
	<b>30</b>
Autres passifs	2
<b>Passifs associés aux actifs détenus en vue de la vente</b>	<b>32 \$</b>

Le tableau ci-dessous présente les résultats des activités abandonnées de Griffith.

<i>(en millions)</i>	<b>2013</b>
<b>Produits</b>	<b>143 \$</b>
Bénéfice tiré des activités abandonnées avant impôts sur les bénéfices	1
Charge d'impôts sur les bénéfices	(1)
<b>Bénéfice tiré des activités abandonnées, après impôts</b>	<b>– \$</b>

### 9. Autres actifs

<i>(en millions)</i>	<b>2013</b>	2012
Autre actif – Belize Electricity (notes 34 et 36)	<b>108 \$</b>	104 \$
Frais financiers reportés	51	42
Actifs du régime de rémunération différé (note 17)	15	–
Actifs du régime de retraite supplémentaire à l'intention des dirigeants (note 28)	14	–
Impôts à long terme à recevoir	13	13
Placements en actions et placements au coût	10	10
Frais d'émission des reçus de souscription (note 18)	–	13
Divers	35	18
	<b>246 \$</b>	200 \$

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

### 9. Autres actifs (suite)

Du fait de l'expropriation par le gouvernement du Belize de l'investissement de la Société dans Belize Electricity et de la perte de contrôle consécutive sur les activités de l'entreprise, Fortis a cessé de comptabiliser les résultats financiers de Belize Electricity selon la méthode de la consolidation, en date du 20 juin 2011. La valeur comptable de l'investissement exproprié de la Société dans Belize Electricity est comptabilisée comme autre actif à long terme. L'actif est libellé en dollars américains et a été converti en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la date du bilan. Depuis le 20 juin 2011, l'actif de la Société associé à son investissement exproprié dans Belize Electricity n'est pas admissible à la comptabilité de couverture et, par conséquent, un gain de change d'environ 6 millions \$ a été comptabilisé en résultat en 2013 (perte de change de 2 millions \$ en 2012) (note 24).

Central Hudson offre des avantages complémentaires de retraite par la voie d'un régime de rémunération différé à l'intention des administrateurs et des dirigeants de la société et d'un régime de retraite supplémentaire à l'intention des dirigeants (« RRSD »). Puisque les deux régimes sont considérés comme non admissibles en vertu de la loi intitulée *Employee Retirement Income Security Act of 1974*, les actifs sont comptabilisés séparément des passifs connexes (notes 17 et 28). Les actifs des régimes sont détenus en fiducie et financés en grande partie par l'utilisation de polices d'assurance-vie détenues par une fiducie et de fonds communs de placement. Une partie des actifs du RRSD est investie dans des polices d'assurance-vie détenues par la Société.

Les autres actifs sont comptabilisés au coût et sont recouverts ou amortis sur la période estimative des avantages futurs, le cas échéant. Les autres actifs comprennent également la juste valeur des dérivés de Central Hudson (notes 32 et 33).

### 10. Immobilisations de services publics

#### 2013

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Distribution			
Gaz	3 022 \$	(805)\$	2 217 \$
Électricité	5 716	(1 526)	4 190
Transport			
Gaz	1 579	(462)	1 117
Électricité	1 382	(390)	992
Production	1 462	(432)	1 030
Divers	1 594	(536)	1 058
Actifs en construction	881	–	881
Terrains	133	–	133
	<b>15 769 \$</b>	<b>(4 151)\$</b>	<b>11 618 \$</b>

#### 2012

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Distribution			
Gaz	2 595 \$	(676)\$	1 919 \$
Électricité	4 488	(1 238)	3 250
Transport			
Gaz	1 489	(406)	1 083
Électricité	1 082	(293)	789
Production	1 360	(367)	993
Divers	1 233	(450)	783
Actifs en construction	692	–	692
Terrains	114	–	114
	<b>13 053 \$</b>	<b>(3 430)\$</b>	<b>9 623 \$</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 conduites de distribution pour canalisations principales et branchements de service, les compteurs et le matériel divers 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 le matériel divers 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 le matériel divers 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 le matériel divers connexe.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Les actifs de production sont ceux utilisés pour la production d'électricité. Ces actifs comprennent les centrales hydroélectriques et thermiques, les turbines à gaz et à combustion, les barrages, les réservoirs et le matériel divers connexe.

Les actifs divers comprennent les bâtiments, le matériel, les véhicules, les stocks et les biens liés aux technologies de l'information.

Au 31 décembre 2013, les actifs en construction sont principalement liés à l'Expansion Waneta.

Le coût des immobilisations de services publics faisant l'objet de contrats de location-acquisition au 31 décembre 2013 s'établissait à 313 millions \$ (309 millions \$ au 31 décembre 2012), et l'amortissement cumulé connexe était de 70 millions \$ (63 millions \$ au 31 décembre 2012).

### 11. Immobilisations autres que de services publics

#### 2013

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Bâtiments	546 \$	(95)\$	451 \$
Matériel	132	(62)	70
Incitatifs à la location	33	(25)	8
Terrains	72	–	72
Actifs en construction	48	–	48
	<b>831 \$</b>	<b>(182)\$</b>	<b>649 \$</b>

#### 2012

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Bâtiments	543 \$	(85)\$	458 \$
Matériel	114	(52)	62
Incitatifs à la location	31	(23)	8
Terrains	72	–	72
Actifs en construction	26	–	26
	<b>786 \$</b>	<b>(160)\$</b>	<b>626 \$</b>

### 12. Actifs incorporels

#### 2013

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Logiciels	361 \$	(193)\$	168 \$
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	165	(32)	133
Redevances de franchise, contrats des clients et autres actifs	16	(12)	4
Actifs en construction	40	–	40
	<b>582 \$</b>	<b>(237)\$</b>	<b>345 \$</b>

#### 2012

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Logiciels	320 \$	(155)\$	165 \$
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	141	(21)	120
Redevances de franchise, contrats des clients et autres actifs	15	(12)	3
Actifs en construction	37	–	37
	<b>513 \$</b>	<b>(188)\$</b>	<b>325 \$</b>

Le coût des droits fonciers, des droits de transport et des droits d'usage de l'eau au 31 décembre 2013 comprenait un montant de 66 millions \$ (66 millions \$ au 31 décembre 2012) non amortissable.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

### 12. Actifs incorporels (suite)

La dotation aux amortissements liée aux actifs incorporels a été de 49 millions \$ pour 2013 (44 millions \$ pour 2012). L'amortissement devrait s'établir en moyenne à 53 millions \$ pour chacun des cinq prochains exercices.

Au 31 décembre 2013, les actifs en construction étaient principalement liés à l'Expansion Waneta.

### 13. Écart d'acquisition

(en millions)	2013	2012
Solde au début de l'exercice	1 568 \$	1 565 \$
Acquisition de CH Energy Group (note 29)	476	–
Acquisition des actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la ville de Kelowna (note 29)	14	–
Acquisition des actifs de distribution de Port Colborne (note 29)	–	4
Acquisition de TCU (note 29)	–	1
Incidence de la conversion des devises	17	(2)
Solde à la fin de l'exercice	2 075 \$	1 568 \$

L'écart d'acquisition associé à l'acquisition de CH Energy Group, 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.

### 14. Crédoeurs et autres passifs à court terme

(en millions)	2013	2012
Créditeurs – fournisseurs	463 \$	498 \$
Coûts du gaz et du combustible à payer	135	111
Intérêts à payer	91	85
Rémunération et avantages sociaux à payer	104	81
Dividendes à verser	73	64
Dérivés sur gaz naturel (notes 32 et 33)	15	60
Impôts à payer	9	24
Passifs des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR (note 28)	7	5
Autres	60	38
	957 \$	966 \$

### 15. Dette à long terme

(en millions)	Date d'échéance	2013	2012
<b>Services publics réglementés</b>			
<i>Sociétés FortisBC Energy</i>			
Hypothèques en garantie du prix d'achat garanties – taux fixe moyen pondéré de 10,71 % (10,71 % en 2012)	2015 – 2016	275 \$	275 \$
Déventures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 5,95 % (5,95 % en 2012)	2029 – 2041	1 620	1 620
Prêt gouvernemental (notes 3 et 35)	2014	10	4
<i>Central Hudson</i>			
Billets non garantis en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 4,51 %	2014 – 2042	521	–
<i>FortisAlberta</i>			
Déventures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 5,31 % (5,36 % en 2012)	2014 – 2052	1 459	1 309
<i>FortisBC Electric</i>			
Déventures garanties – taux fixe moyen pondéré de 8,80 % (8,80 % en 2012)	2023	25	25
Déventures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 5,84 % (5,84 % en 2012)	2014 – 2050	600	600
<i>Newfoundland Power</i>			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties à fonds d'amortissement – taux fixe moyen pondéré de 7,28 % (7,66 % en 2012)	2014 – 2043	518	453
<i>Maritime Electric</i>			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties – taux fixe moyen pondéré de 7,18 % (7,18 % en 2012)	2016 – 2061	167	167
<i>FortisOntario</i>			
Billets de premier rang non garantis – taux fixe moyen pondéré de 6,11 % (6,11 % en 2012)	2018 – 2041	104	104
<i>Caribbean Utilities</i>			
Billets de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 5,43 % (6,01 % en 2012)	2014 – 2033	233	187
<i>Fortis Turks and Caicos</i>			
<i>Non garantis :</i>			
Prêt de la Scotiabank (Turks and Caicos) Ltd. en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 2,62 % (5,05 % en 2012)	2014 – 2021	17	5
Prêt de la First Caribbean International Bank en dollars américains – taux fixe de 5,65 %	2015	1	5
<b>Activités non réglementées – Fortis Generation</b>			
Garanti : Prêt hypothécaire – taux fixe de 9,44 %	s. o.	–	1
<b>Activités non réglementées – autres que de services publics</b>			
Garantis : Prêts hypothécaires de premier rang – taux fixe moyen pondéré de 7,03 % (7,11 % en 2012)	2014 – 2017	47	111
Garantis : Billets de premier rang – taux fixe de 7,32 %	2019	9	11
Non garantis : Billets en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 6,75 %	2014 – 2025	29	–
<b>Siège social – Fortis et FHI</b>			
<i>Non garantis :</i> Déventures –			
taux fixe moyen pondéré de 6,14 % (6,14 % en 2012)	2014 – 2039	325	326
<i>Non garantis :</i> Billets de premier rang en dollars américains –			
taux fixe moyen pondéré de 4,93 % (5,49 % en 2012)	2014 – 2043	931	547
Emprunts sur les facilités de crédit classés à long terme (note 34)		313	150
Total de la dette à long terme (note 33)		7 204	5 900
Moins : tranche à court terme de la dette à long terme		(780)	(159)
		6 424 \$	5 741 \$

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

### 15. Dette à long terme (suite)

Les hypothèques en garantie du prix d'achat des sociétés FortisBC Energy 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 FEI. Le total du montant en capital des hypothèques en garantie du prix d'achat pouvant être émis est limité à 425 millions \$.

Comme il est indiqué dans le tableau ci-dessus, certains des instruments de créance à long terme émis par FortisBC Electric, Newfoundland Power, Maritime Electric et Fortis Properties sont garantis. Lorsqu'une garantie est fournie, il s'agit habituellement d'une charge de premier rang fixe ou variable sur les actifs précis de la société qui prend en charge la dette à long terme.

#### Clauses restrictives

Certaines créances 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 défini dans les contrats d'emprunt à long terme. En outre, une des créances à long terme de la Société est assortie d'une clause qui prévoit que Fortis s'abstiendra de déclarer ou de verser un dividende (sauf les dividendes-actions ou les dividendes cumulatifs privilégiés sur les actions privilégiées non émises en tant que dividendes-actions) ou de faire d'autres distributions sur ses actions ou encore de racheter ses actions ou de rembourser d'avance une dette subordonnée si, immédiatement par la suite, ses obligations financées consolidées excédaient 75 % du total de sa structure du capital consolidée.

Au 31 décembre 2013, la Société et ses filiales respectaient les clauses restrictives de leur dette.

#### Entreprises de services publics réglementés

La majorité des instruments de créance à long terme des entreprises de services publics réglementés de la Société sont rachetables au gré des entreprises de services publics respectives en tout temps à la valeur nominale ou à un prix précis, selon la plus élevée des valeurs, comme il est défini dans les conventions de dette à long terme respectives, plus les intérêts courus et impayés sur le capital.

En mai 2013, Caribbean Utilities a émis des billets non garantis à 3,34 %, 15 ans, d'un capital de 10 millions \$ US et des billets non garantis à 3,54 %, 20 ans, d'un capital de 40 millions \$ US. Le produit net a été affecté au remboursement d'emprunts à court terme et au financement des dépenses en immobilisations.

En septembre 2013, FortisAlberta a émis des débetures non garanties à 4,85 %, 30 ans, d'un capital de 150 millions \$. Le produit net a servi à rembourser les emprunts sur la facilité de crédit, à financer les dépenses en immobilisations et aux fins générales de la société.

En novembre 2013, Newfoundland Power a émis des obligations hypothécaires de premier rang à fonds d'amortissement à 4,805 %, 30 ans, d'un capital de 70 millions \$. Le produit net a servi à rembourser les emprunts sur la facilité de crédit, qui ont été effectués pour financer des dépenses en immobilisations et aux fins générales de la société.

En novembre 2013, Central Hudson a émis des billets non garantis à 2,45 %, 5 ans, d'un capital de 30 millions \$ US, et, en décembre 2013, des billets non garantis à 4,09 %, 15 ans, d'un capital de 17 millions \$ US. Le produit net a servi à rembourser la dette à long terme et aux fins générales de la société.

#### Siège social – Fortis et FHI

La majorité des débetures non garanties et tous les billets de premier rang en dollars américains sont rachetables au gré de Fortis à un prix calculé comme la valeur la plus élevée entre la valeur nominale et un prix précis, comme défini dans les conventions de dette à long terme respectives, plus les intérêts courus et impayés sur le capital.

En octobre 2013, la Société a émis des billets non garantis à 3,84 %, 10 ans, d'un capital de 285 millions \$ US, et des billets non garantis à 5,08 %, 30 ans, d'un capital de 40 millions \$ US. Le produit net a été affecté au remboursement d'une partie des emprunts en dollars américains effectués sur la facilité de crédit aux fins initiales du financement d'une partie de l'acquisition de CH Energy Group.

#### Remboursement de la dette à long terme

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 :

Exercice	Filiales (en millions)	Siège social (en millions)	Total (en millions)
2014	495 \$	285 \$	780 \$
2015	103	–	103
2016	360	–	360
2017	79	–	79
2018	130	214	344
Par la suite	4 567	971	5 538

### 16. Obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières

#### Obligations liées aux contrats de location-acquisition

FortisBC Electric a une obligation liée à un contrat de location-acquisition relativement à l'exploitation de la centrale Brilliant située près de Castlegar, en Colombie-Britannique. FortisBC Electric voit à l'exploitation et à la maintenance de la centrale Brilliant en vertu du contrat BPPA qui vient à échéance en 2056, en échange de frais de gestion. En contrepartie de l'achat ferme de quantités précises d'électricité, le contrat BPPA exige des versements semestriels fondés sur un rendement du capital comprenant les charges en capital initiales de la centrale et les charges en capital d'amélioration périodiques, toutes ces charges étant assujetties à des indexations annuelles fixes, ainsi que les charges en capital de maintien et les charges d'exploitation. Le BPPA prévoit un ajustement au prix du marché en 2026. En raison des indexations annuelles fixes, les intérêts débiteurs sur l'obligation liée au contrat de location-acquisition dépassent actuellement les paiements requis. L'obligation liée au contrat de location-acquisition continuera d'augmenter jusqu'en 2024, puis diminuera par la suite pendant le reste du terme jusqu'à ce que les paiements requis dépassent les intérêts débiteurs sur l'obligation liée au contrat de location-acquisition. Environ 94 % de la production de la centrale Brilliant est achetée par FortisBC Electric en vertu du contrat BPPA.

L'obligation au titre du contrat de location-acquisition BPPA porte intérêt à un taux mixte de 5,01 %. Un montant de 25 millions \$ (25 millions \$ en 2012) était inclus dans les coûts de l'approvisionnement énergétique pour 2013 et comptabilisé conformément au contrat BPPA, comme l'a approuvé la BCUC (note 7 iv)).

FortisBC Electric a également une obligation liée à un contrat de location-acquisition relativement à l'exploitation du PTB en vertu d'une entente qui expirera en 2056. L'entente prévoit que FortisBC Electric paiera une charge liée au recouvrement du coût en capital du PTB et des frais d'exploitation connexes. L'obligation porte intérêt à un taux mixte de 8,64 %. Un montant de 3 millions \$ (3 millions \$ en 2012) était inclus dans les charges d'exploitation pour 2013 et comptabilisé conformément à l'entente relative au PTB, comme l'a approuvé la BCUC (note 7 iv)).

Les autres obligations liées à des contrats de location-acquisition sont détenues par les sociétés FortisBC Energy et sont associées à divers contrats portant sur des véhicules qui arrivent à échéance entre 2014 et 2018.

#### Obligations financières

En 2013, FortisBC Electric a exercé son option de locataire aux termes de son contrat de location visant l'achat du contrat de location de l'immeuble de bureaux de Trail. Par conséquent, l'obligation financière, l'actif réglementaire et l'immobilisation de services publics, qui ont été comptabilisés dans le cadre de l'évaluation du contrat de location initiale comme transaction de cession-bail, ont été reclassés au bilan consolidé à titre d'immobilisations de services publics au 31 décembre 2013 (note 7 iv)).

Entre 2000 et 2005, FEI a conclu des ententes selon lesquelles certains actifs de distribution de gaz naturel ont été loués à certaines municipalités qui les sous-louent à FEI. Les actifs de distribution de gaz naturel sont considérés comme du matériel faisant partie intégrante des actifs immobiliers et, par conséquent, les opérations ont été comptabilisées à titre d'opérations de financement. Le produit tiré de ces opérations a été constaté à titre d'obligations financières au bilan consolidé. Les paiements de loyer, déduction faite de la partie représentant les intérêts débiteurs, réduisent les obligations financières.

Les obligations en vertu des opérations de type Lease-in Lease-out de FEI portent intérêt à des taux implicites variant entre 7,20 % et 9,19 % et sont remboursées sur une période de 35 ans. Chacune de ces ententes de type Lease-in Lease-out permet de rendre aux municipalités les actifs de distribution de gaz naturel après une période de 17 ans, soit en 2017 et en 2022. Les paiements prévus requis si ces actifs sont rendus aux municipalités correspondraient aux valeurs comptables des obligations au bilan consolidé aux dates de paiement respectives.

La valeur actualisée des paiements de location minimums requis pour les obligations liées aux contrats de location-acquisition et les obligations financières au cours des cinq prochains exercices et par la suite se présente comme suit :

Exercice	Obligations liées aux contrats de location-acquisition	Obligations financières	Total
	(en millions)	(en millions)	(en millions)
2014	42 \$	4 \$	46 \$
2015	42	4	46
2016	43	4	47
2017	44	4	48
2018	45	31	76
Par la suite	2 048	58	2 106
	2 264 \$	105 \$	2 369 \$
Moins : Montants représentant les intérêts implicites et les frais accessoires sur les obligations liées aux contrats de location-acquisition et les obligations financières			(1 945)
Total des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières			424
Moins : tranche à court terme			(7)
			417 \$

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

### 17. Autres passifs

<i>(en millions)</i>	<b>2013</b>	2012
Passifs des régimes d'ACR <i>(note 28)</i>	<b>290 \$</b>	280 \$
Passifs des régimes à prestations déterminées <i>(note 28)</i>	<b>185</b>	264
Billet de la société Waneta <i>(notes 33 et 35)</i>	<b>50</b>	47
Remise en état des sites d'usines de gaz <i>(notes 7 vi) et 37)</i>	<b>42</b>	–
Passifs du régime de rémunération différé <i>(note 9)</i>	<b>16</b>	–
Passifs liés à des UAD et à des UAR <i>(note 23)</i>	<b>10</b>	10
Économies d'impôts non constatées <i>(note 26)</i>	<b>3</b>	16
Autres passifs	<b>31</b>	21
	<b>627 \$</b>	638 \$

Le billet de la société Waneta ne porte pas intérêt et a une valeur nominale de 72 millions \$. Au 31 décembre 2013, sa valeur actualisée nette était de 50 millions \$ (47 millions \$ au 31 décembre 2012). Le billet a été contracté lorsque la société Waneta a acquis d'une société affiliée à CPC/CBT certains actifs incorporels et des coûts de conception de projet liés à la construction de l'Expansion Waneta. Le billet est payable au cinquième anniversaire de la date de mise en activité commerciale de l'Expansion Waneta, prévue pour le printemps 2015.

Les autres passifs comprennent principalement les dépôts de clients, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, les produits de location reportés ainsi que les fonds reçus en prévision de dépenses.

### 18. Actions ordinaires

Les actions ordinaires émises au cours de l'exercice sont comme suit :

	2013		2012	
	Nombre d'actions <i>(en milliers)</i>	Montant <i>(en millions)</i>	Nombre d'actions <i>(en milliers)</i>	Montant <i>(en millions)</i>
Solde au début de l'exercice	<b>191 566</b>	<b>3 121 \$</b>	188 828	3 036 \$
Appel public à l'épargne – conversion de reçus de souscription	<b>18 500</b>	<b>567</b>	–	–
Régime d'achat d'actions de consommateurs	<b>36</b>	<b>1</b>	44	1
Régime de réinvestissement des dividendes	<b>2 263</b>	<b>72</b>	1 848	60
Régime d'achat d'actions à l'intention du personnel	<b>369</b>	<b>12</b>	133	4
Régimes d'options sur actions	<b>431</b>	<b>10</b>	713	20
Solde à la fin de l'exercice	<b>213 165</b>	<b>3 783 \$</b>	191 566	3 121 \$

En juin 2012, la Société a vendu 18,5 millions de reçus de souscription au prix unitaire de 32,50 \$, pour un produit brut d'environ 601 millions \$, afin de financer une partie du prix d'acquisition de CH Energy Group. Le 27 juin 2013, à la clôture de l'acquisition de CH Energy Group, chaque reçu de souscription a été échangé, sans paiement d'une contrepartie additionnelle, contre une action ordinaire de Fortis. Chaque détenteur de reçu de souscription a également reçu un paiement en espèces de 1,22 \$ par reçu de souscription, ce qui correspond au montant global des dividendes déclarés par action ordinaire de Fortis pour lesquels les dates de fermeture des registres sont antérieures à l'émission des reçus de souscription. La Société a tiré un produit de la conversion des reçus de souscription d'environ 567 millions \$, déduction faite des frais après impôts (note 29).

Le régime d'achat d'actions à l'intention du personnel de 2012 (le « RAAP de 2012 ») a été approuvé le 4 mai 2012 lors de l'assemblée générale annuelle des actionnaires de la Société. En vertu du RAAP de 2012, des actions ordinaires peuvent être émises à partir du capital social autorisé ou acquises sur le marché libre, ou bien les deux, au gré de la Société. La première émission d'actions à partir du capital social autorisé aux fins du RAAP de 2012 a eu lieu en septembre 2012.

### 19. Résultat par action ordinaire

La Société calcule le résultat par action ordinaire (« RPA ») en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation. En 2013, le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation était de 202,5 millions et en 2012, de 190,0 millions.

Le RPA dilué 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 RPA s'établissait comme suit :

	2013						
	Bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires tiré des activités poursuivies (en millions)	Gain extraordinaire (en millions)	Bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions)	Nombre moyen pondéré d'actions (en millions)	RPA tiré des activités poursuivies	RPA tiré du gain extraordinaire	RPA
<b>RPA de base</b>	333 \$	20 \$	353 \$	202,5	1,64 \$	0,10 \$	1,74 \$
Incidence des titres potentiellement dilutifs :							
Options sur actions	–	–	–	0,6			
Actions privilégiées (note 20)	13	–	13	8,2			
	<b>346</b>	<b>20</b>	<b>366</b>	<b>211,3</b>			
Moins effets antidilutifs :							
Actions privilégiées	(4)	–	(4)	(2,0)			
<b>RPA dilué</b>	<b>342 \$</b>	<b>20 \$</b>	<b>362 \$</b>	<b>209,3</b>	<b>1,63 \$</b>	<b>0,10 \$</b>	<b>1,73 \$</b>
	2012						
	Bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires tiré des activités poursuivies (en millions)	Gain extraordinaire (en millions)	Bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions)	Nombre moyen pondéré d'actions (en millions)	RPA tiré des activités poursuivies	RPA tiré du gain extraordinaire	RPA
<b>RPA de base</b>	315 \$	– \$	315 \$	190,0	1,66 \$	– \$	1,66 \$
Incidence des titres potentiellement dilutifs :							
Options sur actions	–	–	–	0,8			
Actions privilégiées (note 20)	17	–	17	10,3			
	332	–	332	201,1			
Moins effets antidilutifs :							
Actions privilégiées	(7)	–	(7)	(3,9)			
<b>RPA dilué</b>	<b>325 \$</b>	<b>– \$</b>	<b>325 \$</b>	<b>197,2</b>	<b>1,65 \$</b>	<b>– \$</b>	<b>1,65 \$</b>

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

### 20. 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		2013		2012	
Actions privilégiées de premier rang	Dividende annuel par action	Nombre d'actions	Montant (en millions)	Nombre d'actions	Montant (en millions)
Série C <sup>1</sup>	1,3625 \$	–	– \$	5 000 000	123 \$
Série E <sup>1</sup>	1,2250 \$	7 993 500	197	7 993 500	197
Série F <sup>1</sup>	1,2250 \$	5 000 000	122	5 000 000	122
Série G <sup>2</sup>	0,9708 \$	9 200 000	225	9 200 000	225
Série H <sup>2</sup>	1,0625 \$	10 000 000	245	10 000 000	245
Série J <sup>1</sup>	1,1875 \$	8 000 000	196	8 000 000	196
Série K <sup>2</sup>	1,0000 \$	10 000 000	244	–	–
		<b>50 193 500</b>	<b>1 229 \$</b>	<b>45 193 500</b>	<b>1 108 \$</b>

<sup>1)</sup> Actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif.

<sup>2)</sup> Actions privilégiées de premier rang à taux d'intérêt fixe rétabli sur cinq ans rachetables à dividende cumulatif. Le taux fixe de dividende annuel par action pour les actions privilégiées de premier rang, série G, a été rétabli de 1,3125 \$ à 0,9708 \$ pour la période de cinq ans du 1<sup>er</sup> septembre 2013, inclusivement, au 1<sup>er</sup> septembre 2018, exclusivement.

En juillet 2013, la Société a racheté la totalité des actions privilégiées de premier rang de série C à 5,45 % émises et en circulation d'un capital de 125 millions \$, à un prix d'achat de 25,1456 \$ l'action, soit l'équivalent de 25,00 \$ plus les dividendes courus et impayés par action. Au moment du rachat, des frais d'émission après impôts d'environ 2 millions \$, associés aux actions privilégiées de premier rang de série C, ont été comptabilisés dans le bénéfice net attribuable aux actionnaires privilégiés.

En juillet 2013, la Société a émis 10 millions d'actions privilégiées rachetables de premier rang à dividende trimestriel cumulatif à taux d'intérêt fixe rétabli de série K (les « actions privilégiées de premier rang de série K ») à un prix d'achat de 25,00 \$ l'action pour un produit net, après impôts, de 244 millions \$.

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série E, de série F et de série J ont droit à des dividendes trimestriels en espèces fixes et cumulatifs au moment et de la manière indiqués par le conseil d'administration de la Société, payables en versements trimestriels égaux le premier jour de chaque trimestre.

À compter du 1<sup>er</sup> septembre 2016, chaque action privilégiée de premier rang 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 de 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 de série E au comptant ou d'organiser la vente de ces actions à d'autres acheteurs.

La Société peut choisir de convertir en totalité, ou en partie de temps à autre, les actions privilégiées de premier rang 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 de premier rang de série E peut être convertie sera établi en divisant le prix de rachat alors applicable à chacune des actions privilégiées de premier rang de série E, 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.

Les actions privilégiées de premier rang, série G, série H et série K donnent droit à des dividendes en espèces fixes et cumulatifs respectivement de 0,9708 \$, 1,0625 \$ et 1,000 \$ l'action pour chaque année au moment et de la manière indiqués par le conseil d'administration de la Société respectivement jusqu'au 1<sup>er</sup> septembre 2018, exclusivement, jusqu'au 1<sup>er</sup> juin 2015, exclusivement, et jusqu'au 1<sup>er</sup> mars 2019, exclusivement. Les dividendes sont payables en versements trimestriels égaux le premier jour de chaque trimestre. Au 1<sup>er</sup> septembre 2018, au 1<sup>er</sup> juin 2015 et au 1<sup>er</sup> mars 2019, et pour chaque période de cinq ans par la suite, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang respectivement de série G, de série H et de série K ont droit à des dividendes en espèces cumulatifs 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 des actions privilégiées de premier rang, série G, série H et série K, soit la somme du rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans à la date de rétablissement applicable, plus respectivement 2,13 %, 1,45 % et 2,05 %.

À chacune des dates de conversion des actions privilégiées de premier rang de série H et de série K, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série H et de série K ont le droit, à leur gré, de convertir une partie ou la totalité de leurs actions privilégiées de premier rang de série H et de série K en un nombre égal d'actions privilégiées rachetables de premier rang à dividende cumulatif à taux d'intérêt variable respectivement de série I et de série L. Les porteurs des actions privilégiées de premier rang, série I et série L, auront le droit de recevoir un dividende en espèces cumulatif à taux variable d'après un montant par action calculé en multipliant le taux de dividende trimestriel variable applicable par 25,00 \$. Le taux de dividende trimestriel variable des actions privilégiées de premier rang de série I et de série L sera égal au rendement annuel moyen exprimé en pourcentage des bons du Trésor du gouvernement du Canada à trois mois, plus respectivement 1,45 % et 2,05 %.

À compter de dates précisées, la Société peut choisir de racheter, au comptant, les actions privilégiées de premier rang en circulation en totalité, en tout temps, ou en partie de temps à autre, à des prix fixes précisés par action, majorés de tous les dividendes courus et impayés jusqu'aux dates de rachat fixées exclusivement.



## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

### 22. Participations ne donnant pas le contrôle

(en millions)	2013	2012
Société Waneta	280 \$	220 \$
Caribbean Utilities	78	71
Société en commandite Mount Hayes	11	12
Actions privilégiées de Newfoundland Power	6	7
	<b>375 \$</b>	<b>310 \$</b>

### 23. 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 2013, la Société offrait les régimes d'options sur actions suivants : le régime de 2012, le régime de 2006 et le régime de 2002. Le régime de 2012 a été approuvé le 4 mai 2012 à l'assemblée générale annuelle. Le régime de 2012 remplacera éventuellement le régime de 2002 et le régime de 2006. Le régime de 2002 et le régime de 2006 cesseront d'exister lorsque toutes les options en cours auront été exercées ou seront arrivées à échéance au plus tard respectivement en 2016 et en 2018. La Société a cessé d'attribuer des options en vertu du régime de 2002 et du régime de 2006 et toutes les nouvelles options attribuées après 2011 proviennent du régime de 2012. Les administrateurs ne sont pas admissibles aux attributions d'options en vertu du régime de 2006 et du régime de 2012.

Les options attribuées en vertu du régime de 2006 peuvent être exercées sur une période n'excédant pas sept ans à partir de la date d'attribution. Elles 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 options attribuées en vertu du régime de 2012 peuvent être exercées sur une période n'excédant pas dix ans à partir de la date d'attribution. Elles 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 options suivantes ont été attribuées en 2013 et en 2012.

	2013	2012
Options attribuées (nombre) <sup>1</sup>	807 600	789 220
Prix d'exercice (\$)²	33,58	34,27
Juste valeur à la date d'attribution (\$)	3,91	4,21

<sup>1</sup> Les options ont été attribuées en mars 2013 et en mai 2012.

<sup>2</sup> Cours moyen pondéré en fonction des volumes des cinq jours précédant immédiatement la date d'attribution.

La juste valeur des options attribuées mentionnées ci-dessus a été estimée à la date d'attribution selon le modèle de Black et Scholes et d'après les hypothèses suivantes :

	2013	2012
Rendement de l'action (%)¹	3,78	3,67
Volatilité prévue (%)²	21,4	22,2
Taux d'intérêt sans risque (%)³	1,31	1,50
Durée de vie moyenne pondérée prévue (en années)⁴	5,3	5,3

<sup>1</sup> Selon le rendement de l'action annuel moyen jusqu'à la date d'attribution et la durée de vie moyenne pondérée prévue des options.

<sup>2</sup> Selon les données historiques sur une période correspondant à la durée de vie moyenne pondérée prévue des options.

<sup>3</sup> Rendement des obligations du gouvernement du Canada de référence en vigueur au moment de l'attribution, qui couvre la durée de vie moyenne pondérée prévue des options.

<sup>4</sup> Selon les données historiques.

La Société comptabilise une charge de rémunération à l'émission des options sur actions attribuées en vertu du régime de 2002, du régime de 2006 et du régime de 2012. Selon la méthode de la juste valeur, chaque attribution est traitée séparément, et sa juste valeur est amortie par imputation à la charge de rémunération sur la période d'acquisition des droits rattachés aux options attribuées, qui est de quatre ans.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Le tableau ci-dessous résume les renseignements sur les options sur actions pour 2013.

	Total des options		Options dont les droits n'ont pas été acquis <sup>1</sup>	
	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré	Nombre d'options	Juste valeur moyenne pondérée à la date d'attribution
Options en cours au 1 <sup>er</sup> janvier 2013	4 742 665	27,49 \$	1 997 052	4,34 \$
Attribuées	807 600	33,58 \$	807 600	3,91 \$
Exercées	(430 527)	19,46 \$	s. o.	s. o.
Acquises	s. o.	s. o.	(814 610)	4,32 \$
Options en cours au 31 décembre 2013	5 119 738	29,13 \$	1 990 042	4,18 \$
Options acquises au 31 décembre 2013 <sup>2</sup>	3 129 696	26,63 \$		

<sup>1</sup> Au 31 décembre 2013, une charge de rémunération non constatée totalisant 8 millions \$ était liée aux options sur actions dont les droits n'avaient pas encore été acquis, laquelle devrait être comptabilisée sur une période moyenne pondérée de trois ans.

<sup>2</sup> Au 31 décembre 2013, la durée résiduelle moyenne pondérée des options dont les droits ont été acquis était de trois ans et ces options avaient une valeur intrinsèque totale de 12 millions \$.

Le tableau ci-dessous présente d'autres renseignements sur les options sur actions pour 2013 et 2012.

(en millions)	2013	2012
Charge liée aux options sur actions comptabilisée	3 \$	4 \$
Options sur actions exercées :		
Trésorerie encaissée au titre du prix d'exercice	8	17
Valeur intrinsèque réalisée par les employés	6	7
Juste valeur des options dont les droits ont été acquis	4	4

### Régime d'UAD des administrateurs

En vertu du régime d'UAD des administrateurs, 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. En outre, les administrateurs peuvent choisir de recevoir leurs honoraires annuels sous forme de crédit porté à un compte fictif d'UAD au lieu d'un paiement au comptant. 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.

Chaque UAD correspond à une unité ayant une valeur sous-jacente égale à la valeur d'une action ordinaire de la Société et donne droit au cumul de dividendes sur actions ordinaires fictifs équivalant à ceux déclarés par le conseil d'administration de la Société.

Nombre d'UAD	2013	2012
UAD en cours au début de l'exercice	175 326	147 629
Attribuées	32 883	21 417
Attribuées – dividendes fictifs réinvestis	7 520	6 280
UAD réglées	(12 557)	–
UAD en cours à la fin de l'exercice	203 172	175 326

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, une charge inférieure à 0,5 million \$ (1 million \$ en 2012) a été comptabilisée en résultat relativement au régime d'UAD.

En 2013, 12 557 UAD d'un administrateur retraité ont été réglées aux prix de 32,29 \$ et 31,17 \$ par UAD, soit un montant total d'environ 0,5 million \$.

Au 31 décembre 2013, le passif lié aux UAD en cours était comptabilisé au cours de clôture de l'action ordinaire de la Société, qui était de 30,45 \$, soit un total de 6 millions \$ (6 millions \$ au 31 décembre 2012), et il est compris dans les autres passifs à long terme (note 17).

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

### 23. Régimes de rémunération à base d'actions (suite)

#### Régime d'UAR

Le régime d'UAR de la Société est une composante des incitatifs à long terme attribués aux membres de la haute direction de la Société et de ses filiales, y compris au président-directeur général de Fortis. En mars 2013, le conseil d'administration de la Société a approuvé le régime d'UAR de 2013, en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013. Avant 2013, le régime d'UAR de la Société était réservé au président-directeur général de Fortis.

Chaque UAR correspond à une unité ayant une valeur sous-jacente égale à la valeur d'une action ordinaire de la Société et est assujettie à une période d'acquisition des droits de trois ans, à l'expiration de laquelle un paiement en espèces peut alors être versé, comme établi par le comité des ressources humaines du conseil d'administration. Chaque UAR donne droit au cumul de dividendes sur actions ordinaires fictifs équivalant à ceux déclarés par le conseil d'administration de la Société.

Nombre d'UAR	2013	2012
UAR en cours au début de l'exercice	178 012	154 658
Attribuées	136 058	62 000
Attribuées – dividendes fictifs réinvestis	10 327	6 217
UAR réglées	(66 978)	(44 863)
UAR en cours à la fin de l'exercice	257 419	178 012

En mars 2013, 66 978 UAR du président-directeur général de la Société ont été réglées au prix de 33,59 \$ par UAR, soit un montant total d'environ 2 millions \$. 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 2010, et le président-directeur général a respecté toutes les conditions de rachat établies par le comité des ressources humaines du conseil d'administration.

En mai 2013, 136 058 UAR ont été attribuées aux membres de la haute direction de la Société et de ses filiales. Les UAR attribuées en mai 2013 expirent après trois ans, et la haute direction peut alors recevoir un paiement en espèces si l'évaluation par le comité des ressources humaines du conseil d'administration confirme que les conditions de règlement ont été respectées.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, une charge d'environ 3 millions \$ (2 millions \$ en 2012) a été comptabilisée en résultat relativement au régime d'UAR.

Au 31 décembre 2013, le passif lié aux UAR en cours était comptabilisé au cours de clôture de l'action ordinaire de la Société, qui était de 30,45 \$, soit un total de 4 millions \$ (4 millions \$ au 31 décembre 2012), et il est compris dans les autres passifs à long terme (note 17).

### 24. Autres revenus (charges), montant net

(en millions)	2013	2012
Composante capitaux propres de la PFUPC (note 3)	8 \$	7 \$
Intérêts créditeurs	7	5
Gain (perte) net(e) de change (note 9)	6	(2)
Gain tiré de la vente d'un terrain	1	–
Autres revenus, déduction faite des charges	–	3
Charges liées aux acquisitions (notes 1 et 29)	(12)	(9)
Avantages revenant aux clients et aux communautés relatifs à une acquisition (notes 7 xix) et 29)	(41)	–
	(31)\$	4 \$

Le gain (la perte) de change est lié(e) à la conversion en dollars canadiens de l'autre actif à long terme libellé en dollars américains représentant la valeur comptable de l'investissement exproprié de la Société dans Belize Electricity (notes 9, 34 et 36).

En 2013, Newfoundland Power a comptabilisé un gain d'environ 1 million \$ tiré de la vente d'un terrain vacant.

Les charges liées aux acquisitions et les avantages revenant aux clients et aux communautés sont surtout attribuables à l'acquisition de CH Energy Group et incluent aussi les charges liées à l'acquisition de UNS Energy.

### 25. Frais financiers

(en millions)	2013	2012
Intérêts – Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition	403 \$	377 \$
– Emprunts à court terme	9	7
Composante passif de la PFUPC (note 3)	(23)	(18)
	<b>389 \$</b>	<b>366 \$</b>

### 26. Impôts sur les bénéfices

#### Impôts reportés

Les impôts reportés sont présentés à l'égard des écarts temporaires. Les actifs et passifs d'impôts reportés se composent de ce qui suit :

(en millions)	2013	2012
<b>Passif (actif) d'impôts reportés</b>		
Immobilisations de services publics	1 082 \$	684 \$
Immobilisations autres que de services publics	37	30
Actifs incorporels	37	38
Actifs réglementaires	182	161
Autres actifs et passifs (montant net)	(105)	(89)
Passifs réglementaires	(170)	(121)
Report de pertes en avant	(26)	(17)
Gains de change latents sur la dette à long terme	2	8
Coûts d'émission d'actions et de financement de la dette	(2)	2
<b>Passif d'impôts reportés, montant net</b>	<b>1 037 \$</b>	<b>696 \$</b>
Actif d'impôts reportés à court terme	(42)\$	(16)\$
Passif d'impôts reportés à court terme	8	10
Actif d'impôts reportés à long terme	(7)	–
Passif d'impôts reportés à long terme	1 078	702
<b>Passif d'impôts reportés, montant net</b>	<b>1 037 \$</b>	<b>696 \$</b>

#### Économies d'impôts non constatées

Le tableau ci-dessous présente la variation des économies d'impôts non constatées pour 2013 et 2012.

(en millions)	2013	2012
<b>Total des économies d'impôts non constatées au début de l'exercice</b>	<b>16 \$</b>	<b>22 \$</b>
Ajouts liés à l'exercice considéré	2	1
Ajustements liés aux exercices précédents	(14)	(3)
Réductions liées à l'expiration des lois de prescription applicables	(1)	(4)
<b>Total des économies d'impôts non constatées à la fin de l'exercice (note 17)</b>	<b>3 \$</b>	<b>16 \$</b>

En juin 2013, le gouvernement du Canada a édicté des modifications apportées à l'impôt de la partie VI.1 qui touchent les dividendes sur actions privilégiées de la Société. D'après les PCGR des États-Unis, les impôts sur les bénéfices doivent être comptabilisés selon les lois fiscales en vigueur. En 2013, la Société a comptabilisé un recouvrement d'impôts d'environ 23 millions \$ résultant de l'application de déductions plus élevées de l'impôt de la partie VI.1.

En 2013, un règlement est intervenu avec l'Agence du revenu du Canada, ce qui a entraîné la reprise de provisions d'impôts d'environ 5 millions \$.

Si le montant total des économies d'impôts non constatées au 31 décembre 2013 de 3 millions \$ (16 millions \$ au 31 décembre 2012) s'était éventuellement réalisé, la charge d'impôts sur les bénéfices pour 2013 serait demeurée inchangée (aurait diminué d'environ 15 millions \$ en 2012). La Société dispose d'économies d'impôts non constatées liées à des opérations non sectorielles d'un exercice antérieur qui pourraient augmenter les bénéfices d'environ 3 millions \$ en 2014 si elles étaient frappées de prescription. La Société ne s'attend pas à ce que le total des économies d'impôts non constatées varie considérablement au cours des 12 prochains mois.

Les intérêts et les pénalités constatées dans les charges d'impôts sur les bénéfices liées au passif au titre des économies d'impôts non constatées se sont élevés à néant pour 2013 (1 million \$ pour 2012). Les intérêts et les pénalités constatées dans les créateurs et charges à payer liés au passif au titre des économies d'impôts non constatées s'élevaient à néant au 31 décembre 2013 (8 millions \$ au 31 décembre 2012). L'année d'imposition 2008 et les précédentes ne sont désormais plus susceptibles de faire l'objet d'un examen au Canada, sauf en ce qui a trait aux transactions avec des sociétés liées non résidentes qui ne sont plus susceptibles de faire l'objet d'un examen au Canada pour l'année d'imposition 2005 et les précédentes.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

### 26. Impôts sur les bénéfices (suite)

Les composantes de la charge d'impôts sur les bénéfices étaient les suivantes :

(en millions)	2013	2012
<b>Au Canada</b>		
Impôts exigibles	41 \$	46 \$
Impôts reportés	78	78
Moins : ajustements réglementaires	(81)	(61)
	(3)	17
Total au Canada	38 \$	63 \$
<b>À l'étranger</b>		
Impôts exigibles	(3)\$	(2)\$
Impôts reportés	(3)	–
Total à l'étranger	(6)\$	(2)\$
<b>Charge d'impôts sur les bénéfices</b>	<b>32 \$</b>	<b>61 \$</b>

Les impôts sur les bénéfices diffèrent du montant qui aurait été calculé en appliquant le taux d'imposition fédéral et provincial canadien combiné prévu par la loi au bénéfice avant impôts sur les bénéfices. 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.

(en millions, sauf indication contraire)	2013	2012
Taux d'imposition fédéral et provincial canadien combiné prévu par la loi	29,0 %	29,0 %
Taux d'imposition prévu par la loi appliqué au bénéfice avant impôts sur les bénéfices	125 \$	125 \$
Écart entre le taux d'imposition canadien prévu par la loi et les taux applicables aux filiales étrangères	(16)	(13)
Écart entre les taux d'imposition provinciaux canadiens prévus par la loi applicables aux filiales sous différents territoires canadiens	(11)	(13)
Éléments capitalisés aux fins comptables, mais passés en charges aux fins fiscales	(54)	(44)
Écart entre l'amortissement fiscal et les montants déduits aux fins comptables	3	1
Charges non déductibles	8	4
Impôt de la partie VI.1 – écart entre les taux d'imposition en vigueur et pratiquement en vigueur et l'incidence des reprises liées aux exercices frappés de prescription	(23)	4
Reprise de provisions d'impôts	(7)	(4)
Écart entre les avantages sociaux futurs versés et les montants passés en charges aux fins comptables	1	1
Autres	6	–
<b>Charge d'impôts sur les bénéfices</b>	<b>32 \$</b>	<b>61 \$</b>
<b>Taux d'imposition effectif</b>	<b>7,4 %</b>	<b>14,1 %</b>

Au 31 décembre 2013, la Société avait des pertes autres qu'en capital et en capital reportées en avant d'environ 133 millions \$ (73 millions \$ au 31 décembre 2012), dont une tranche de 12 millions \$ (13 millions \$ au 31 décembre 2012) n'a pas été comptabilisée dans les états financiers consolidés. Les pertes autres qu'en capital reportées en avant viennent à échéance entre 2014 et 2033.

### 27. Gain extraordinaire, après impôts

Avec prise d'effet en mars 2013, la Société et le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador ont réglé tous les litiges, y compris la libération de toutes les obligations au titre de la dette, se rapportant à l'expropriation en décembre 2008 par le gouvernement des actifs hydroélectriques non réglementés et des droits d'usage de l'eau dans la région centrale de Terre-Neuve, alors détenus par la société Exploits River Hydro Partnership, dans laquelle Fortis détenait une participation indirecte de 51 %. Par suite du règlement, un gain extraordinaire d'environ 25 millions \$ (20 millions \$ après impôts) a été constaté en 2013.

### 28. Avantages sociaux futurs

La Société et ses filiales maintiennent chacune un régime ou une combinaison de régimes de retraite à prestations déterminées et de régimes de retraite à cotisations déterminées, y compris des REER collectifs à l'intention de leurs employés. La Société, les sociétés FortisBC Energy, Central Hudson, FortisAlberta, FortisBC Electric, Newfoundland Power, Maritime Electric, FortisOntario et Algoma Power offrent aussi des régimes d'ACR à des employés admissibles.

Relativement aux régimes de retraite à prestations déterminées, l'obligation au titre des prestations constituées projetée et la juste valeur des actifs des régimes sont évaluées aux fins comptables en date du 31 décembre de chaque année. La plus récente évaluation actuarielle des régimes de retraite réalisée aux fins de capitalisation est en date des 31 décembre 2010 et 2012 pour les sociétés FortisBC Energy (régimes des employés non syndiqués); du 31 décembre 2010 pour les sociétés FortisBC Energy (régime des employés syndiqués); du 31 décembre 2012 pour FortisAlberta et FortisBC Electric; du 31 décembre 2011 pour la Société, Newfoundland Power et FortisOntario; du 1<sup>er</sup> juillet 2012 pour Algoma Power et du 31 décembre 2012 pour Caribbean Utilities. Les prochaines évaluations aux fins de la capitalisation seront effectuées au plus tard trois ans suivant la date de l'évaluation actuarielle la plus récente de chaque régime mentionnée ci-dessus. Les exigences de capitalisation pour Central Hudson se fondent toutefois sur la loi *Pension Protection Act of 2006*, qui impose le versement de cotisations pour maintenir le pourcentage de capitalisation cible à 80 % ou plus. Afin d'assurer le maintien du pourcentage de capitalisation cible, Central Hudson commande une évaluation annuelle.

La politique en matière de placement de la Société vise à assurer que les actifs au titre des prestations de retraite constituées, de même que les cotisations prévues, sont investis de façon prudente et rentable afin de satisfaire du mieux que possible aux obligations des régimes envers les membres. L'objectif de placement des régimes de retraite est de maximiser le rendement de façon à gérer la situation de capitalisation des régimes et de réduire au minimum les coûts à long terme pour la Société, comme évalués à la fois par les contributions au comptant et les charges de retraite pour les besoins des états financiers.

La ventilation moyenne pondérée des actifs des régimes de retraite à prestations déterminées consolidés et d'ACR de la Société était la suivante :

Actifs des régimes aux 31 décembre (%)	Répartition		2012
	cible en 2013	2013	
Titres de participation	51	52	50
Titres à revenu fixe	46	43	44
Titres immobiliers	3	4	6
Trésorerie et autres	–	1	–
	100	100	100

Les évaluations de la juste valeur des actifs des régimes de retraite à prestations déterminées et d'ACR selon la hiérarchie de la juste valeur, comme la définit la note 33, se présentaient comme suit :

#### Juste valeur des actifs des régimes au 31 décembre 2013

(en millions)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Titres de participation	289 \$	546 \$	– \$	835 \$
Titres à revenu fixe	46	701	–	747
Titres immobiliers	–	–	62	62
Trésorerie et autres	2	16	–	18
	337 \$	1 263 \$	62 \$	1 662 \$

#### Juste valeur des actifs des régimes au 31 décembre 2012

(en millions)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Titres de participation	235 \$	195 \$	– \$	430 \$
Titres à revenu fixe	–	382	–	382
Titres immobiliers	–	–	53	53
Trésorerie et autres	2	1	–	3
	237 \$	578 \$	53 \$	868 \$

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

### 28. Avantages sociaux futurs (suite)

Le tableau suivant présente un rapprochement des variations de la juste valeur des actifs des régimes qui ont été évaluées à l'aide des intrants du niveau 3 pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012.

(en millions)	2013	2012
<b>Solde au début de l'exercice</b>	<b>53 \$</b>	41 \$
Rendement réel des actifs des régimes détenus à la fin de l'exercice	7	5
Achats, ventes et règlements	2	7
<b>Solde à la fin de l'exercice</b>	<b>62 \$</b>	53 \$

Le tableau suivant présente la composition des régimes de retraite à prestations déterminées et d'ACR de la Société et des filiales ainsi que leur situation de capitalisation.

(en millions)	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2013	2012	2013	2012
<b>Variation de l'obligation au titre des prestations constituées<sup>1</sup></b>				
Solde au début de l'exercice	1 132 \$	1 018 \$	285 \$	245 \$
Passifs pris en charges par suite d'une acquisition	638	–	169	–
Coûts des services	37	27	9	6
Cotisations des employés	14	14	–	–
Intérêts débiteurs	59	47	15	12
Prestations versées	(60)	(43)	(9)	(6)
(Gains actuariels) pertes actuarielles	(99)	69	(55)	27
(Crédits) coûts liés aux services passés / modifications des régimes	(4)	–	2	1
Incidence de la conversion des devises	7	–	1	–
<b>Solde à la fin de l'exercice<sup>2</sup></b>	<b>1 724 \$</b>	1 132 \$	<b>417 \$</b>	285 \$
<b>Variation de la valeur des actifs des régimes</b>				
Solde au début de l'exercice	868 \$	785 \$	– \$	– \$
Actifs pris en charges par suite d'une acquisition	544	–	110	–
Rendement réel des actifs des régimes	124	67	12	–
Prestations versées	(60)	(43)	(9)	(6)
Cotisations des employés	14	14	–	–
Cotisations de l'employeur	44	45	7	6
Incidence de la conversion des devises	7	–	1	–
<b>Solde à la fin de l'exercice</b>	<b>1 541 \$</b>	868 \$	<b>121 \$</b>	– \$
<b>Situation de capitalisation</b>	<b>(183)\$</b>	(264)\$	<b>(296)\$</b>	(285)\$

<sup>1)</sup> Les montants reflètent l'obligation au titre des prestations constituées projetée pour les régimes de retraite à prestations déterminées et l'obligation au titre des prestations constituées pour les régimes d'ACR.

<sup>2)</sup> L'obligation au titre des prestations constituées pour les régimes de retraite à prestations déterminées, qui ne tient compte d'aucune hypothèse relative aux salaires futurs, s'établissait à 1 559 millions \$ au 31 décembre 2013 (999 millions \$ au 31 décembre 2012).

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Le tableau ci-dessous présente les actifs et les passifs au titre des avantages sociaux futurs et leur classement au bilan consolidé.

(en millions)	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2013	2012	2013	2012
<b>Actif</b>				
Actifs des régimes de retraite à prestations déterminées :				
Autres actifs à long terme	3 \$	– \$	– \$	– \$
<b>Passif</b>				
Passifs des régimes de retraite à prestations déterminées :				
À court terme (note 14)	1	–	–	–
À long terme (note 17)	185	264	–	–
Passifs des régimes d'ACR :				
À court terme (note 14)	–	–	6	5
Autres passifs à long terme (note 17)	–	–	290	280
<b>Passif net</b>	<b>183 \$</b>	<b>264 \$</b>	<b>296 \$</b>	<b>285 \$</b>

Le coût net au titre des prestations constituées pour les régimes de retraite à prestations déterminées et les régimes d'ACR de la Société se présentait comme suit :

(en millions)	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2013	2012	2013	2012
<b>Composantes du coût net au titre des prestations constituées</b>				
Coûts des services	37 \$	27 \$	9 \$	6 \$
Intérêts débiteurs	59	47	15	12
Rendement prévu des actifs des régimes	(70)	(50)	(4)	–
Amortissement des pertes actuarielles	39	26	8	5
Amortissement des coûts (crédits) liés aux services passés / modifications des régimes	1	–	(7)	(3)
Amortissement de l'obligation transitoire	–	–	–	1
Ajustements réglementaires	(12)	(10)	2	1
<b>Coût net des prestations</b>	<b>54 \$</b>	<b>40 \$</b>	<b>23 \$</b>	<b>22 \$</b>

Les tableaux ci-dessous présentent les composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu et des actifs et passifs réglementaires, qui auraient autrement été constatées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012, qui n'ont pas été constatées en tant que composantes du coût net au titre des prestations constituées.

(en millions)	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2013	2012	2013	2012
Pertes actuarielles nettes non amorties	8 \$	15 \$	1 \$	4 \$
Coûts des services passés non amortis	–	–	3	1
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	(1)	(2)	–	–
<b>Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 21)</b>	<b>7 \$</b>	<b>13 \$</b>	<b>4 \$</b>	<b>5 \$</b>
Pertes actuarielles nettes	254 \$	311 \$	69 \$	110 \$
Crédits liés aux services passés	1	(1)	(49)	(23)
Obligations transitoires	–	–	–	1
Montants reportés en raison de mesures prises par les organismes de réglementation	55	40	55	60
	<b>310 \$</b>	<b>350 \$</b>	<b>75 \$</b>	<b>148 \$</b>
Actifs réglementaires (note 7 ii))	310 \$	350 \$	130 \$	148 \$
Passifs réglementaires (note 7 ii))	–	–	(55)	–
<b>Actifs réglementaires, montant net</b>	<b>310 \$</b>	<b>350 \$</b>	<b>75 \$</b>	<b>148 \$</b>

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

### 28. Avantages sociaux futurs (suite)

Les tableaux ci-dessous présentent les composantes comptabilisées dans le résultat étendu ou à titre d'actifs réglementaires, qui auraient autrement été comptabilisées dans le résultat étendu.

(en millions)	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2013	2012	2013	2012
(Gains actuariels nets) pertes actuarielles nettes de l'exercice considéré	(5)\$	2 \$	(3)\$	– \$
Coûts des services passés / modifications des régimes	–	–	2	–
Amortissement des pertes actuarielles	(2)	(2)	–	–
Charge d'impôts sur les bénéfices	1	–	–	–
<b>Total comptabilisé dans le résultat étendu</b>	<b>(6)\$</b>	<b>– \$</b>	<b>(1)\$</b>	<b>– \$</b>
(Gains actuariels nets) pertes actuarielles nettes de l'exercice considéré	(150)\$	50 \$	(60)\$	27 \$
Coûts des services passés / modifications des régimes	(4)	–	–	–
Amortissement des pertes actuarielles	(36)	(24)	(7)	(5)
Amortissement des (coûts) crédits liés aux services passés	(1)	–	6	4
Amortissement de l'obligation transitoire	–	–	–	(1)
Ajustements réglementaires	8	3	(2)	1
<b>Total comptabilisé au titre des actifs réglementaires</b>	<b>(183)\$</b>	<b>29 \$</b>	<b>(63)\$</b>	<b>26 \$</b>

Des pertes actuarielles nettes de 1 million \$ devraient être amorties à partir du cumul des autres éléments du résultat étendu dans les coûts nets au titre des prestations constituées en 2014 à l'égard des régimes de retraite à prestations déterminées.

Des pertes actuarielles nettes de 28 millions \$ et des ajustements réglementaires de 1 million \$ devraient être amortis en les sortant des actifs réglementaires pour les inclure dans les coûts nets au titre des prestations constituées en 2014 à l'égard des régimes de retraite à prestations déterminées. Des pertes actuarielles nettes de 4 millions \$, des crédits liés aux services passés de 3 millions \$ et des ajustements réglementaires de 6 millions \$ devraient être amortis en les sortant des actifs réglementaires pour les inclure dans les coûts nets au titre des prestations constituées en 2014 à l'égard des régimes d'ACR.

### Principales hypothèses moyennes pondérées

	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2013	2012	2013	2012
Taux d'actualisation au cours de l'exercice (%)	4,14	4,62	4,20	4,65
Taux d'actualisation aux 31 décembre (%)	4,76	4,14	4,73	4,20
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes (%) <sup>1</sup>	6,29	6,41	7,33	–
Taux de croissance de la rémunération (%)	3,60	3,39	3,71	3,71
Croissance tendancielle du coût des soins de santé aux 31 décembre (%) <sup>2</sup>	–	–	4,69	4,62

<sup>1</sup> Élaboré par la direction avec l'aide d'actuaire indépendants à partir des hypothèses les plus probables du rendement, de la volatilité et des corrélations prévus pour chaque catégorie d'actifs. Les meilleures estimations reposent sur le rendement historique, les attentes futures et le rééquilibrage périodique des portefeuilles entre les diverses catégories d'actifs.

<sup>2</sup> Le taux tendanciel du coût des soins de santé moyen pondéré projeté pour 2014 est de 7,52 % pour les régimes d'ACR et devrait diminuer au cours des douze prochaines années pour s'établir à 4,69 % d'ici 2025 et demeurer à ce niveau par la suite.

Pour 2013, l'incidence d'une modification de 1 % du taux tendanciel 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 accumulées	38 \$	(31)\$
Augmentation (diminution) du coût des services rendus et des intérêts	3	(2)

Le tableau ci-dessous présente le montant des prestations qui devraient être versées au cours des dix prochaines années.

Exercice	Paiements au titre des régimes de retraite à prestations déterminées	Paiements au titre des régimes d'ACR
	(en millions)	(en millions)
2014	73 \$	16 \$
2015	76	17
2016	79	18
2017	84	19
2018	89	21
2019 – 2023	501	115

Se reporter à la note 35, qui présente les cotisations prévues de capitalisation des régimes à prestations déterminées.

Au cours de 2013, la Société a passé en charges 16 millions \$ (14 millions \$ en 2012) aux fins des régimes de retraite à cotisations déterminées.

## 29. Acquisitions d'entreprises

### 2013

#### CH ENERGY GROUP

Le 27 juin 2013, Fortis a fait l'acquisition de la totalité des actions ordinaires en circulation de CH Energy Group au prix de 65,00 \$ US par action ordinaire au comptant, pour un prix d'acquisition global d'environ 1,5 milliard \$ US, y compris la prise en charge d'une dette de 518 millions \$ US à la clôture de l'acquisition. Le prix d'acquisition au comptant net d'environ 1 019 millions \$ (972 millions \$ US) a surtout été financé à l'aide du produit de l'émission de 18,5 millions d'actions ordinaires de Fortis effectuée par suite de la conversion des reçus de souscription au moment de la clôture de l'acquisition pour un produit d'environ 567 millions \$, déduction faite des frais après impôts (note 18), et d'un placement de billets non garantis d'un capital de 325 millions \$ US par la Société (note 15).

CH Energy Group est une société de distribution d'énergie ayant son siège social à Poughkeepsie, dans l'État de New York. Sa principale société, Central Hudson, fournit des services publics réglementés de transport et de distribution d'énergie à approximativement 300 000 consommateurs d'électricité et 77 000 consommateurs de gaz naturel dans huit comtés de la région médiane de la vallée de l'Hudson, dans l'État de New York. Central Hudson représente environ 93 % du total de l'actif de CH Energy Group et est soumise à la réglementation de la PSC en vertu d'un modèle traditionnel au coût du service (note 2). Le calcul des produits et du bénéfice est fondé sur un taux de rendement réglementé appliqué aux valeurs historiques, qui ne changent pas par suite d'un changement de propriétaire. Par conséquent, aux fins de l'établissement de la juste valeur des actifs et des passifs de Central Hudson à la date d'acquisition, la juste valeur se rapproche de la valeur comptable. Aucun rajustement de juste valeur n'a été comptabilisé relativement aux actifs nets acquis puisque tous les avantages économiques et toutes les obligations qui leur sont liés et qui excèdent les taux de rendement réglementaires sont transférés à la clientèle.

Les actifs nets non réglementés acquis se rapportent principalement à Griffith, qui est surtout une entreprise de livraison de combustible. La juste valeur se rapproche de la valeur comptable, sauf en ce qui concerne les actifs incorporels associés aux relations avec la clientèle de Griffith. En mars 2014, CH Energy Group a vendu Griffith (notes 8 et 38).

Le tableau qui suit résume la répartition de la contrepartie entre les actifs et les passifs acquis au 27 juin 2013 selon leur juste valeur, en utilisant un taux de change de 1,00 \$ US pour 1,0484 \$ CA. Le montant du prix d'acquisition attribué à l'écart d'acquisition est entièrement associé aux activités réglementées de distribution de gaz naturel et d'électricité de Central Hudson.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

### 29. Acquisitions d'entreprises (suite)

#### CH Energy Group (suite)

(en millions)

	Total
<b>Contrepartie</b>	<b>1 019 \$</b>
<b>Juste valeur attribuée aux actifs nets :</b>	
Actifs à court terme	215
Actifs réglementaires à long terme	235
Immobilisations de services publics	1 283
Immobilisations autres que de services publics	11
Actifs incorporels	53
Autres actifs à long terme	33
Passifs à court terme	(133)
Emprunts à court terme pris en charge	(39)
Dette à long terme prise en charge (y compris la tranche à court terme)	(543)
Passifs réglementaires à long terme	(123)
Autres passifs à long terme	(468)
	524
Trésorerie et équivalents de trésorerie	19
<b>Juste valeur des actifs nets acquis</b>	<b>543</b>
<b>Écart d'acquisition</b> (note 13)	<b>476 \$</b>

L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition, d'après laquelle les résultats financiers de l'entreprise acquise ont été inclus dans les états financiers consolidés de Fortis à compter du 27 juin 2013.

Les charges liées aux acquisitions se sont élevées à environ 9 millions \$ (6 millions \$ après impôts) et ont été comptabilisées dans les autres revenus (charges), montant net, dans l'état des résultats consolidé (note 24). De plus, environ 41 millions \$ (40 millions \$ US) ou 26 millions \$ (26 millions \$ US) après impôts d'avantages revenant aux clients et aux communautés afin d'obtenir l'approbation réglementaire aux fins de l'acquisition ont été passés en charges, comme l'a autorisé la PSC, et ont également été comptabilisés dans les autres revenus (charges), montant net, dans l'état des résultats consolidé (notes 7 et 24).

#### Données pro forma supplémentaires

L'information financière pro forma non auditée ci-dessous tient compte de l'acquisition de CH Energy Group comme si l'opération avait eu lieu au début de 2012. Les données pro forma ne sont présentées qu'à titre informatif et ne sont pas nécessairement représentatives des résultats qui auraient été obtenus si l'acquisition avait eu lieu au début de 2012 ni ne sont nécessairement représentatives des résultats qui pourraient être attendus au cours des périodes futures.

(en millions)	2013	2012
Produits pro forma <sup>1</sup>	4 400 \$	4 298 \$
Bénéfice net pro forma <sup>1</sup>	473	414

<sup>1</sup> Le bénéfice net pro forma exclut toutes les charges liées aux acquisitions après impôts (note 24) engagées par CH Energy Group et la Société. Un ajustement pro forma a été apporté au bénéfice net pour les exercices présentés afin de refléter les coûts de financement après impôts de la Société associés à l'acquisition. Le bénéfice pro forma exclut les montants se rapportant à Griffith; toutefois, le bénéfice net pro forma pour 2013 inclut un montant d'environ 2,5 millions \$ se rapportant à Griffith (3 millions \$ en 2012).

#### ACTIFS DE L'ENTREPRISE DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ DE LA VILLE DE KELOWNA

FortisBC Electric a fait l'acquisition des actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la ville de Kelowna (la « Ville ») en mars 2013 pour environ 55 millions \$, ce qui lui permet de servir directement quelque 15 000 clients auparavant servis par la Ville. FortisBC Electric fournissait de l'électricité à la Ville selon un tarif de gros et s'occupait de l'exploitation et de la maintenance des actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la Ville en vertu d'un contrat depuis 2000.

L'acquisition a été approuvée par la BCUC en mars 2013 et a compris un montant d'environ 38 millions \$ du prix de l'acquisition devant être intégré à la base tarifaire de FortisBC Electric. Selon cette décision réglementaire, la valeur comptable des actifs acquis a été désignée comme juste valeur dans la répartition du prix d'acquisition. FortisBC Electric est régie selon une réglementation au coût du service, et le calcul de ses produits et de son bénéfice est fondé sur un taux de rendement réglementé appliqué aux valeurs historiques, qui ne changent pas par suite d'un changement de propriétaire. Par conséquent, aux fins d'établissement de la juste valeur des actifs à la date d'acquisition, la juste valeur se rapproche de la valeur comptable. Aucun rajustement de la juste valeur n'a été comptabilisé relativement aux actifs acquis puisque tous les avantages économiques et toutes les obligations qui leur sont liés et qui excèdent les taux de rendement réglementaires sont transférés à la clientèle.

Le tableau qui suit résume la répartition du prix d'acquisition entre les actifs acquis à la date de l'acquisition selon leur juste valeur.

<i>(en millions)</i>	<b>Total</b>
<b>Contrepartie</b>	<b>55 \$</b>
<b>Juste valeur attribuée aux actifs :</b>	
Immobilisations de services publics	<b>38</b>
Actif d'impôts reportés à long terme	<b>3</b>
<b>Juste valeur des actifs acquis</b>	<b>41</b>
<b>Écart d'acquisition</b> (note 13)	<b>14 \$</b>

L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition, d'après laquelle les résultats financiers de l'entreprise acquise ont été inclus dans les états financiers consolidés de Fortis à compter de mars 2013.

### 2012

#### AUTRES ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS D'ÉLECTRICITÉ AU CANADA – ACTIFS DE PORT COLBORNE HYDRO

En avril 2012, FortisOntario a exercé son option, selon les modalités d'un contrat de location-exploitation d'une durée de dix ans conclu avec la ville de Port Colborne ayant commencé en avril 2002, visant l'acquisition des actifs restants de Port Colborne Hydro moyennant environ 7 millions \$. En vertu du contrat de location conclu avec la ville de Port Colborne, et maintenant grâce à la propriété des actifs précédemment loués, FortisOntario voit à l'exploitation et à la maintenance du réseau de distribution d'électricité de la ville de Port Colborne en vue de fournir des services d'électricité aux résidents de Port Colborne. Pendant la durée du contrat (dix ans), FortisOntario a engagé des dépenses en immobilisations d'environ 17 millions \$ relativement au réseau de distribution d'électricité de Port Colborne Hydro. L'exercice de l'option d'achat, qui est considéré comme un regroupement d'entreprises, entraîne l'obtention de la propriété et des titres juridiques de tous les actifs, y compris le matériel, les immeubles et les actifs de distribution, qui représentent l'ensemble du réseau de distribution d'électricité de Port Colborne. L'achat a été approuvé par la CEO.

FortisOntario est régie selon le coût du service et le calcul de ses produits d'exploitation et de son bénéfice est fondé sur un taux de rendement réglementé appliqué aux valeurs historiques, qui ne changent pas par suite d'un changement de propriétaire. Par conséquent, la juste valeur se rapproche de la valeur comptable et aucun ajustement n'a été comptabilisé relativement aux actifs acquis puisque tous les avantages économiques et toutes les obligations qui leur sont liés et qui excèdent les taux de rendement réglementaires sont transférés à la clientèle. Ainsi, une tranche de 3 millions \$ du prix d'acquisition a été imputée aux immobilisations de services publics tandis que 4 millions \$ ont été comptabilisés à titre d'écart d'acquisition aux fins de la répartition du prix d'acquisition (note 13). L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition, d'après laquelle les résultats financiers de l'entreprise ont été inclus dans les états financiers consolidés de Fortis à compter d'avril 2012.

#### ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS D'ÉLECTRICITÉ DANS LES CARAÏBES – TCU

En août 2012, FortisTCI a acquis TCU pour un prix d'acquisition global au comptant d'environ 13 millions \$ (13 millions \$ US), y compris la prise en charge d'une dette de 5 millions \$ (5 millions \$ US) à la conclusion de l'acquisition. TCU est une entreprise de services publics réglementés d'électricité qui exerce ses activités en vertu d'une licence de 50 ans qui vient à échéance en 2036. L'entreprise sert plus de 2 000 clients résidentiels et commerciaux sur Grand Turk et sur Salt Cay grâce à une capacité de production au diesel de 9 MW. TCU est régie selon le coût du service et le calcul de ses produits d'exploitation et de son bénéfice est fondé sur un taux de rendement réglementé appliqué aux valeurs historiques, qui ne changent pas par suite d'un changement de propriétaire. Par conséquent, la juste valeur se rapproche de la valeur comptable et aucun ajustement n'a été comptabilisé relativement aux actifs nets acquis puisque tous les avantages économiques et toutes les obligations qui leur sont liés et qui excèdent les taux de rendement réglementaires sont transférés à la clientèle. Ainsi, environ 9 millions \$ du prix d'acquisition ont été imputés aux immobilisations de services publics, 3 millions \$, aux actifs nets courants, 5 millions \$, à la dette à long terme et un montant de 1 million \$ a été comptabilisé à titre d'écart d'acquisition aux fins de la répartition du prix d'acquisition (note 13). L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition, d'après laquelle les résultats financiers de TCU ont été inclus dans les états financiers consolidés de Fortis à compter d'août 2012.

#### ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES – STATIONPARK ALL SUITE HOTEL

En octobre 2012, Fortis Properties a fait l'acquisition de StationPark All Suite Hotel pour un prix d'acquisition global de 13 millions \$, y compris la prise en charge d'une dette de 6 millions \$ à la conclusion de l'acquisition. Ainsi, une tranche de 13 millions \$ du prix d'acquisition a été imputée aux immobilisations autres que de services publics tandis que 6 millions \$ ont été imputés à la dette à long terme. 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'octobre 2012.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

### 30. Information sectorielle

L'information par secteur isolable s'établit comme suit :

Exercice clos le 31 décembre 2013 (en millions \$)	ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS							ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES					
	Sociétés FortisBC Energy – Canada	Gaz et électricité		Électricité			Total – Électricité au Canada	Électricité dans les Caraïbes	Fortis Generation	Autres que de services publics	Siège social et autres	Éliminations inter- sectorielles	Total
		Central Hudson – États-Unis	Fortis Alberta	FortisBC Electric	Newfound- land Power	Autres – Canada							
Produits d'exploitation	1 378	335	475	317	601	374	1 767	290	35	248	26	(32)	4 047
Coûts de l'approvisionnement énergétique	600	116	–	84	390	248	722	179	1	–	–	(1)	1 617
Charges d'exploitation	295	148	161	84	81	50	376	33	10	170	13	(8)	1 037
Amortissement	180	21	150	49	52	25	276	35	5	22	2	–	541
Bénéfice d'exploitation	303	50	164	100	78	51	393	43	19	56	11	(23)	852
Autres revenus (charges), montant net	3	2	4	1	4	–	9	2	1	(1)	(45)	(2)	(31)
Frais financiers	142	16	73	39	36	20	168	13	1	26	48	(25)	389
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	36	13	1	12	(3)	5	15	–	–	11	(43)	–	32
Bénéfice net (perte nette) tiré(e) des activités poursuivies	128	23	94	50	49	26	219	32	19	18	(39)	–	400
Bénéfice tiré des activités abandonnées, après impôts	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Gain extraordinaire, après impôts	–	–	–	–	–	–	–	–	20	–	–	–	20
Bénéfice net (perte nette)	128	23	94	50	49	26	219	32	39	18	(39)	–	420
Participations ne donnant pas le contrôle	1	–	–	–	–	–	–	9	–	–	–	–	10
Dividendes sur actions privilégiées	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	57	–	57
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	127	23	94	50	49	26	219	23	39	18	(96)	–	353
Écart d'acquisition	913	483	227	235	–	67	529	150	–	–	–	–	2 075
Actifs identifiables	4 618	1 770	3 061	1 764	1 400	699	6 924	694	873	801	636	(483)	15 833
Total de l'actif	5 531	2 253	3 288	1 999	1 400	766	7 453	844	873	801	636	(483)	17 908
Dépenses en immobilisations brutes	215	57	429	69	92	56	646	52	146	46	13	–	1 175

#### Exercice clos le 31 décembre 2012 (en millions \$)

Produits d'exploitation	1 426	–	448	306	581	353	1 688	273	31	242	24	(30)	3 654
Coûts de l'approvisionnement énergétique	669	–	–	76	380	227	683	170	1	–	–	(1)	1 522
Charges d'exploitation	287	–	158	85	74	48	365	34	9	166	14	(7)	868
Amortissement	160	–	133	48	44	26	251	32	4	21	2	–	470
Bénéfice d'exploitation	310	–	157	97	83	52	389	37	17	55	8	(22)	794
Autres revenus (charges), montant net	2	–	4	1	2	–	7	2	3	–	(9)	(1)	4
Frais financiers	142	–	65	39	36	21	161	13	2	24	47	(23)	366
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	31	–	–	9	11	7	27	–	1	9	(7)	–	61
Bénéfice net (perte nette)	139	–	96	50	38	24	208	26	17	22	(41)	–	371
Participations ne donnant pas le contrôle	1	–	–	–	1	–	1	7	–	–	–	–	9
Dividendes sur actions privilégiées	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	47	–	47
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	138	–	96	50	37	24	207	19	17	22	(88)	–	315
Écart d'acquisition	913	–	227	221	–	67	515	140	–	–	–	–	1 568
Actifs identifiables	4 595	–	2 776	1 705	1 389	720	6 590	636	737	655	615	(446)	13 382
Total de l'actif	5 508	–	3 003	1 926	1 389	787	7 105	776	737	655	615	(446)	14 950
Dépenses en immobilisations brutes	222	–	442	69	86	48	645	48	196	35	–	–	1 146

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Les opérations entre parties liées 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 entre parties liées pour les exercices clos les 31 décembre sont décrites ci-dessous :

### Opérations intersectorielles importantes entre parties liées

(en millions)	2013	2012
Ventes de Newfoundland Power aux activités autres que de services publics	5 \$	5 \$
Ventes de Fortis Generation aux autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	1	1
Frais financiers intersectoriels relatifs aux prêts suivants :		
De Fortis Generation aux autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	1	2
Du siège social aux entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	4	4
Du siège social à Fortis Generation	–	1
Du siège social aux activités autres que de services publics	18	16

Les soldes d'actifs intersectoriels importants entre parties liées aux 31 décembre s'établissaient comme suit :

(en millions)	2013	2012
Prêts intersectoriels :		
De Fortis Generation aux autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	20 \$	20 \$
Du siège social aux entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	85	85
Du siège social à Fortis Generation	–	9
Du siège social aux activités autres que de services publics	366	307
Autres actifs intersectoriels	12	25
Total des éliminations intersectorielles	483 \$	446 \$

## 31. Informations supplémentaires sur les états des flux de trésorerie consolidés

(en millions)	2013	2012
<b>Sommes versées :</b>		
Intérêts	411 \$	374 \$
Impôts sur les bénéfices	57	83
<b>Variation du fonds de roulement lié à l'exploitation hors trésorerie :</b>		
Débiteurs	(44)\$	49 \$
Charges payées d'avance	(13)	1
Actifs réglementaires – tranche à court terme	73	(32)
Stocks	7	3
Créditeurs et autres passifs à court terme	(96)	36
Passifs réglementaires – tranche à court terme	28	21
	(45)\$	78 \$
<b>Activités d'investissement et de financement hors trésorerie :</b>		
Dividendes sur actions ordinaires réinvestis	70 \$	58 \$
Ajouts aux immobilisations de services publics et immobilisations autres que de services publics et actifs incorporels compris dans les passifs à court terme	107	88
Apports sous forme d'aide à la construction compris dans les actifs à court terme	16	17
Exercice d'options sur actions contre des actions ordinaires	1	3

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

### 32. Instruments dérivés et activités de couverture

De façon générale, la Société limite l'utilisation d'instruments financiers dérivés à ceux qui sont admissibles comme couvertures comptables ou économiques. Au 31 décembre 2013, les instruments dérivés de la Société étaient composés principalement de swaps sur électricité, de swaps et de contrats d'options sur gaz naturel ainsi que de primes liées aux contrats d'achat de gaz. Les swaps sur électricité sont détenus par Central Hudson. Les swaps et les contrats d'options sur gaz naturel ainsi que les primes liées aux contrats d'achat de gaz sont détenus par les sociétés FortisBC Energy et Central Hudson.

#### Volume des activités liées aux dérivés

Au 31 décembre 2013, les volumes notionnels des contrats d'options sur électricité et des dérivés sur gaz naturel devant être réglés étaient les suivants :

	2014	2015	2016	2017
Swaps sur électricité ( <i>en gigawattheures</i> )	1 340	1 095	659	219
Swaps et contrats d'options sur gaz naturel ( <i>en pétajoules</i> )	6	–	–	–
Primes liées aux contrats d'achat de gaz ( <i>en pétajoules</i> )	77	14	–	–

#### Présentation d'instruments dérivés dans les états financiers consolidés

Aux bilans consolidés de la Société, les instruments dérivés sont présentés sur une base nette par contrepartie, s'il existe un droit de compensation.

Les soldes de dérivés en cours de la Société aux 31 décembre s'établissaient comme suit :

( <i>en millions</i> )	2013	2012
Actif sur instruments dérivés, montant brut <sup>1</sup>	10 \$	– \$
Passif sur instruments dérivés, montant brut <sup>1</sup>	(15)	(60)
	(5)	(60)
Compensation <sup>2</sup>	–	–
Garantie en numéraire	–	–
<b>Solde des dérivés total<sup>3</sup></b>	<b>(5)\$</b>	<b>(60)\$</b>

<sup>1</sup> Se reporter à la note 33, qui traite des techniques d'évaluation utilisées pour calculer la juste valeur de ces instruments dérivés.

<sup>2</sup> Les positions, par contrepartie, sont compensées s'il existe une intention et un droit légal de compensation.

<sup>3</sup> Des pertes latentes de 15 millions \$ sur des instruments dérivés liés au risque de marchandise étaient comptabilisées à titre d'actifs réglementaires à court terme au 31 décembre 2013 (60 millions \$ au 31 décembre 2012) et des gains latents de 10 millions \$ étaient comptabilisés à titre de passifs réglementaires à court et à long terme. Ces pertes et ces gains latents auraient autrement été comptabilisés à titre de bénéfices.

Les flux de trésorerie liés au règlement de l'ensemble des instruments dérivés sont inclus dans les flux de trésorerie d'exploitation aux états des flux de trésorerie consolidés de la Société.

### 33. Évaluation de la juste valeur

La juste valeur correspond au prix auquel un intervenant sur le marché pourrait vendre un actif ou transférer un passif à une partie non liée. Une évaluation de la juste valeur est nécessaire pour tenir compte des hypothèses qu'utiliseraient les intervenants sur le marché pour établir le prix d'un actif ou d'un passif d'après les meilleures informations disponibles. Ces hypothèses comprennent les risques inhérents à une technique d'évaluation en particulier, comme un modèle d'établissement des prix, et les risques inhérents aux données du modèle. Il existe une hiérarchie de la juste valeur qui établit la priorité entre les données utilisées pour évaluer la juste valeur. La Société est tenue de comptabiliser à la juste valeur tous les instruments dérivés, sauf ceux qui sont admissibles à l'exception relative aux achats et aux ventes dans le cours normal des affaires.

Les trois niveaux de la hiérarchie de la juste valeur se définissent comme suit :

Niveau 1 : la juste valeur est établie à l'aide des cours non ajustés sur des marchés actifs;

Niveau 2 : la juste valeur est établie à l'aide de données observables;

Niveau 3 : la juste valeur est établie à l'aide de données inobservables seulement lorsque des données observables pertinentes ne sont pas disponibles.

Les justes valeurs des instruments financiers de la Société, y compris les instruments financiers dérivés, reflètent des estimations à un moment précis fondées sur de l'information courante et pertinente concernant le marché pour ces instruments à la date du bilan. Les estimations ne peuvent être établies avec précision du fait qu'elles comportent des incertitudes et des questions de jugement et, par conséquent, elles pourraient s'avérer inefficaces pour prédire le bénéfice consolidé futur ou les flux de trésorerie consolidés futurs de la Société.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Le tableau suivant présente les évaluations de la juste valeur estimative des instruments financiers de la Société, toutes mesurées à l'aide de données du niveau 2, sauf en ce qui concerne les autres investissements, certaines dettes à long terme et certains instruments dérivés, comme indiqué.

Actif (passif)	2013		2012	
	Valeur comptable	Juste valeur estimative	Valeur comptable	Juste valeur estimative
<i>(en millions)</i>				
Autre actif à long terme – Belize Electricity <sup>1</sup>	108 \$	s.o. \$ <sup>2</sup>	104 \$	s.o. \$ <sup>2</sup>
Autres investissements <sup>1,3</sup>	6	6	–	–
Dettes à long terme, y compris la tranche à court terme (note 15) <sup>4</sup>	(7 204)	(8 084)	(5 900)	(7 338)
Billet de la société Waneta <sup>5</sup>	(50)	(50)	(47)	(51)
Contrats d'options sur combustible	–	–	(1)	(1)
Swaps sur électricité <sup>6</sup>	10	10	–	–
Dérivés sur gaz naturel : <sup>7</sup>				
Swaps et options sur gaz	(13)	(13)	(51)	(51)
Primes liées aux contrats d'achat de gaz	(2)	(2)	(8)	(8)

<sup>1)</sup> Inclus dans les autres actifs à long terme inscrits au bilan consolidé (note 9).

<sup>2)</sup> L'investissement exproprié de la Société dans Belize Electricity est comptabilisé à la valeur comptable, y compris l'effet de change, dans les autres actifs à long terme au bilan consolidé. Le montant réel du dédommagement que le gouvernement du Belize peut verser à Fortis ne peut pas être déterminé à l'heure actuelle (notes 34 et 36).

<sup>3)</sup> Les autres investissements sont évalués à l'aide de données du niveau 1.

<sup>4)</sup> Les débetures non garanties de la Société d'un capital de 200 millions \$ échéant en 2039 et les emprunts consolidés sur les facilités de crédit classés dans la dette à long terme de 313 millions \$ (150 millions \$ au 31 décembre 2012) sont évalués à l'aide de données du niveau 1. Tout autre élément de la dette à long terme a été évalué à l'aide des données du niveau 2.

<sup>5)</sup> Inclus dans les autres passifs à long terme inscrits au bilan consolidé (note 17).

<sup>6)</sup> La juste valeur des swaps sur électricité est comptabilisée dans les débiteurs et les autres actifs à long terme (notes 5 et 9). La juste valeur des swaps sur électricité a été établie à l'aide d'intrants du niveau 3.

<sup>7)</sup> La juste valeur des dérivés sur gaz naturel était comptabilisée dans les créditeurs et autres passifs à court terme aux 31 décembre 2013 et 2012 (note 14).

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, comme c'est le cas pour le billet de la société Waneta et certaines dettes à long terme, la juste valeur est établie soit i) en actualisant les flux de trésorerie futurs du titre d'emprunt particulier à un taux de rendement estimatif jusqu'à l'échéance équivalant 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 ou ii) en obtenant de tiers des prix indicatifs pour des titres de créance ayant une cote similaire ou identique et ayant la même échéance résiduelle. Comme la Société n'a pas l'intention de régler la dette à long terme ou le billet avant l'échéance, l'excédent de la juste valeur estimée sur la valeur comptable ne représente pas un passif réel.

Central Hudson emploie les swaps sur électricité et les dérivés sur gaz naturel afin d'atténuer la volatilité des prix d'achat de l'électricité et du gaz naturel destinés à ses clients de services complets, en fixant le prix d'achat effectif pour ces produits de base. La juste valeur des swaps sur électricité et des dérivés sur gaz naturel a été calculée à l'aide des prix à terme fournis par des tiers indépendants.

Les dérivés sur gaz naturel permettent aux sociétés Fortis BC Energy de fixer le prix d'achat réel du gaz naturel, la plupart des contrats d'approvisionnement en gaz naturel étant assortis de prix variables au lieu de prix fixes. La juste valeur des dérivés sur gaz naturel a été calculée en utilisant la valeur actualisée de leurs flux de trésorerie selon les cours du marché et les courbes des taux à terme relatifs aux prix du gaz naturel.

Les justes valeurs des swaps sur électricité et des dérivés sur gaz naturel sont des estimations des montants que les services publics recevraient ou devraient payer pour résilier les obligations contractuelles en cours à la date du bilan. Au 31 décembre 2013, aucun des swaps sur électricité ou des dérivés sur gaz naturel n'était désigné pour couvrir les contrats d'approvisionnement en électricité ou en gaz naturel. Néanmoins, les gains et les pertes provenant des variations de la juste valeur des dérivés sur gaz naturel ont été reportés à titre d'actif ou de passif réglementaire aux fins de recouvrement auprès des clients ou de remboursement aux clients dans les tarifs futurs, comme les organismes de réglementation le permettent.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

### 34. Gestion des risques financiers

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.

<b>Risque de crédit</b>	Risque qu'une contrepartie à un instrument financier manque à ses obligations contractuelles aux termes de l'instrument financier.
<b>Risque d'illiquidité</b>	Risque qu'une entité éprouve des difficultés à réunir les fonds nécessaires pour respecter ses engagements aux termes des instruments financiers.
<b>Risque de marché</b>	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 aux équivalents de trésorerie, aux comptes clients et autres débiteurs et aux autres créances à long terme, la Société est exposée à un risque de crédit qui se limite généralement 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 exiger des dépôts ou des paiements anticipés des clients et vérifier la solvabilité de certains clients, et procéder à des débranchements ou recourir à des agences de recouvrement indépendantes dans le cas de comptes en souffrance.

FortisAlberta fait face à une concentration du risque de crédit, ses services de distribution étant facturés à un groupe relativement restreint de détaillants. Au 31 décembre 2013, l'exposition brute de FortisAlberta au risque de crédit s'établissait à environ 106 millions \$, soit la valeur projetée de la facturation aux détaillants sur une période de 37 jours. La société a ramené son exposition à 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 FortisBC Energy et Central Hudson sont exposées à un risque de crédit en cas de défaut des contreparties à leurs instruments financiers dérivés. Les sociétés utilisent aussi des accords de compensation afin de réduire le risque de crédit et règlent les paiements avec les contreparties sur la base du solde net lorsque les modalités le permettent. Le tableau suivant résume l'exposition nette au risque de crédit des sociétés FortisBC Energy à l'égard de leurs contreparties, ainsi que l'exposition au risque de crédit à l'égard des contreparties représentant plus de 10 % de l'exposition nette au crédit, étant donné qu'elle est liée aux swaps et aux contrats d'options sur gaz naturel, aux 31 décembre 2013 et 2012.

(en millions, sauf indication contraire)

	2013	2012
Exposition brute au crédit compte non tenu de la garantie de crédit <sup>1</sup>	13 \$	51 \$
Garantie de crédit	–	–
Exposition nette au crédit <sup>2</sup>	13 \$	51 \$
Nombre de contreparties > 10 % (nombre exact)	2	4
Exposition nette aux contreparties > 10 %	11 \$	45 \$

<sup>1</sup> L'exposition brute au crédit correspond à l'évaluation à la valeur de marché des contrats physiques réglés financièrement, des billets à recevoir et des débiteurs (créditeurs) nets dont le contrat permet la compensation. Les montants présentés pour l'exposition brute et l'exposition nette au crédit ne tiennent pas compte des ajustements pour la valeur temps ou la liquidité.

<sup>2</sup> L'exposition nette au crédit correspond à l'exposition brute au crédit moins la garantie de crédit (dépôts au comptant et lettres de crédit).

La Société est exposée au risque de crédit associé au montant et au calendrier du dédommagement à la juste valeur que Fortis est en droit de recevoir du gouvernement du Belize à la suite de l'expropriation par ce dernier de l'investissement de la Société dans Belize Electricity le 20 juin 2011. Au 31 décembre 2013, la Société avait un autre actif à long terme de 108 millions \$ (104 millions \$ au 31 décembre 2012), y compris l'effet de change, constaté dans le bilan consolidé et lié à l'investissement exproprié dans Belize Electricity (notes 9, 33 et 36).

De plus, au 31 décembre 2013, Belize Electricity devait à BECOL environ 4 millions \$ US dans le cadre d'achats d'énergie, dont moins de 1 million \$ US étaient en souffrance (8 millions \$ US au 31 décembre 2012, dont 7 millions \$ US étaient en souffrance). Conformément à des accords de longue date, le gouvernement du Belize garantit le paiement des obligations de Belize Electricity envers BECOL.

#### 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 réussissaient 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.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

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, 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. Au cours des cinq prochains exercices, les échéances moyennes annuelles consolidées de la dette à long terme et les remboursements devraient être d'environ 335 millions \$. Les facilités de crédit disponibles et le volume annuel relativement faible des échéances et des remboursements sur la dette apportent à la Société et à ses filiales une flexibilité pour choisir le moment des appels aux marchés financiers.

Au 31 décembre 2013, la Société et ses filiales disposaient de facilités de crédit consolidées d'environ 2,7 milliards \$, dont environ 2,2 milliards \$ étaient inutilisés, y compris une tranche inutilisée de 785 millions \$ de la facilité de crédit renouvelable confirmée de 1 milliard \$ de la Société. Les facilités de crédit sont pour la plupart conclues auprès des sept plus grandes banques canadiennes, aucune banque ne détenant plus de 20 % de ces facilités. Une tranche d'environ 2,6 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités confirmées qui viennent à échéance entre 2014 et 2018.

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

(en millions)	Entreprises de services publics réglementés	Activités non réglementées	Siège social et autres	Total au 31 décembre 2013	Total au 31 décembre 2012
Total des facilités de crédit	1 546 \$	119 \$	1 030 \$	<b>2 695 \$</b>	2 460 \$
Facilités de crédit utilisées :					
Emprunts à court terme <sup>1</sup>	(157)	(3)	–	<b>(160)</b>	(136)
Dette à long terme (note 15) <sup>2</sup>	(99)	–	(214)	<b>(313)</b>	(150)
Lettres de crédit en cours	(65)	–	(1)	<b>(66)</b>	(67)
Facilités de crédit inutilisées	1 225 \$	116 \$	815 \$	<b>2 156 \$</b>	2 107 \$

<sup>1</sup> Le taux d'intérêt moyen pondéré des emprunts à court terme était d'environ 1,3 % au 31 décembre 2013 (1,9 % au 31 décembre 2012).

<sup>2</sup> Au 31 décembre 2013, les emprunts sur les facilités de crédit classés à long terme au bilan consolidé incluaient une tranche à court terme de la dette à long terme de 43 millions \$ (62 millions \$ au 31 décembre 2012). Le taux d'intérêt moyen pondéré des emprunts sur la facilité de crédit classés dans la dette à long terme était d'environ 1,8 % au 31 décembre 2013 (2,1 % au 31 décembre 2012).

Aux 31 décembre 2013 et 2012, 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 des périodes à venir.

### Entreprises de services publics réglementés

FEI a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 500 millions \$ venant à échéance en août 2015. FEVI a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 200 millions \$ venant à échéance en décembre 2015, qui peut être utilisée pour financer les besoins en fonds de roulement et les dépenses en immobilisations et qui peut servir aux besoins généraux du siège social.

Central Hudson a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 150 millions \$ US (159 millions \$) venant à échéance en octobre 2016, qui peut être utilisée pour financer les dépenses en immobilisations et qui peut servir aux besoins généraux du siège social.

FortisAlberta a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 250 millions \$ venant à échéance en août 2018, qui peut être utilisée pour financer les dépenses en immobilisations et qui peut servir aux besoins généraux du siège social.

FortisBC Electric a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 150 millions \$, dont une tranche de 50 millions \$ vient à échéance en mai 2014 et la tranche résiduelle de 100 millions \$ vient à échéance en mai 2016. 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 de crédit est utilisée pour financer les dépenses en immobilisations et peut servir aux besoins généraux du siège social. FortisBC Electric a aussi une facilité de découvert 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 2017 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 \$, venant à échéance en février 2014, et une facilité de crédit à vue non garantie de 5 millions \$.

FortisOntario a une facilité de crédit renouvelable non garantie de 30 millions \$ venant à échéance en juin 2014.

Caribbean Utilities a des facilités de crédit non garanties d'environ 47 millions \$ US (50 millions \$).

Fortis Turks and Caicos a des facilités de crédit à vue non garanties à court terme de 21 millions \$ US (22 millions \$), venant à échéance en juin 2014.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

### 34. Gestion du risque financier (suite)

#### Risque d'illiquidité (suite)

*Activités non réglementées – autres que de services publics*

Fortis Properties a une facilité de crédit à vue renouvelable garantie de 13 millions \$ qui peut être utilisée pour les besoins généraux du siège social.

CH Energy Group a une facilité de crédit renouvelable non garantie de 100 millions \$ US (106 millions \$) échéant en octobre 2015 qui peut être utilisée aux fins générales de la société.

*Siège social et autres*

Fortis a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 1 milliard \$ venant à échéance en juillet 2018, qui peut servir aux besoins généraux du siège social et pour le financement provisoire des acquisitions. En janvier 2014, après la conclusion du placement de débentures de 1,8 milliard \$ lié à l'acquisition proposée de UNS Energy, Fortis a convenu de maintenir la disponibilité aux termes de sa facilité de crédit renouvelable confirmée d'un montant d'au moins 600 millions \$ pour couvrir le montant en capital du premier remboursement des débentures convertibles dans l'éventualité d'un rachat obligatoire (note 38).

FHI a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 30 millions \$ venant à échéance en mai 2014, qui peut servir aux besoins généraux du siège social.

Aux fins du financement de l'acquisition proposée de UNS Energy (note 1), en décembre 2013, la Société a obtenu d'un syndicat de banques dont la Banque de Nouvelle-Écosse est le chef de file une lettre d'engagement à lui fournir des facilités de crédit à terme non renouvelables d'un montant global de 2 milliards \$, constituées d'une facilité de crédit-relais à court terme d'un montant de 1,7 milliard \$, remboursable intégralement neuf mois après son décaissement, et une facilité de crédit-relais à moyen terme d'un montant de 300 millions \$, remboursable intégralement au deuxième anniversaire de son décaissement. Le tableau résumant les facilités de crédit à la page précédente n'inclut pas ces facilités de crédit d'un montant de 2 milliards \$.

La Société et ses entreprises de services publics actuellement notées visent une note de solvabilité de première qualité afin de maintenir leur accès au marché financier à des taux d'intérêt raisonnables. Au 31 décembre 2013, les notes de crédit de la Société se présentaient comme suit :

Standard & Poor's (« S&P »)	A-/négative (note des titres de créance à long terme et non garantis de la Société)
DBRS	A (bas)/sous surveillance – perspectives évolutives (note des titres de créance non garantis)

Les notes de crédit ci-dessus reflètent le profil de risque commercial de la Société et la diversité de ses activités, la nature autonome et la séparation financière de chacune des filiales réglementées de Fortis et l'engagement de la direction à maintenir de faibles niveaux d'endettement en ce qui a trait à la société de portefeuille. En décembre 2013, après l'annonce par Fortis de la conclusion d'une entente visant à faire l'acquisition de UNS Energy, DBRS a mis sous surveillance la note de crédit de la Société avec une mention de perspectives évolutives. De la même façon, S&P a révisé sa perspective à l'égard de la Société, la faisant passer de stable à négative. S&P a indiqué que le rétablissement à stable de la perspective est probable au moment de la conversion en actions des débentures convertibles de la Société de 1,8 milliard \$ et émises en janvier 2014 (note 38).

#### Risque de marché

*Risque de change*

Le bénéfice que la Société tire des filiales étrangères et l'investissement net 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 au niveau du siège social. Le gain ou la perte de change à la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars américains contrebalance partiellement le gain ou la perte de change à la conversion du bénéfice des filiales étrangères de la Société, qui est libellé en dollars américains. La monnaie de présentation des états financiers de Central Hudson, Caribbean Utilities, Fortis Turks and Caicos, BECOL, FortisUS Energy et Griffith est le dollar américain.

Au 31 décembre 2013, la dette à long terme de 1 033 millions \$ US (557 millions \$ US au 31 décembre 2012) de la Société était désignée comme une couverture efficace des investissements nets de la Société dans des établissements étrangers. Au 31 décembre 2013, la Société avait des investissements nets dans des établissements étrangers d'environ 560 millions \$ US (17 millions \$ US au 31 décembre 2012) non encore couverts. L'acquisition de CH Energy Group a eu une incidence importante sur la dette à long terme libellée en dollars américains et les investissements nets dans des établissements étrangers de la Société au 31 décembre 2013. Les variations des taux de change liées à la conversion des emprunts en dollars américains faits par la Société et désignés comme couvertures efficaces 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 filiales étrangères, qui sont aussi comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu.

Avec prise d'effet le 20 juin 2011, l'actif de la Société associé à son investissement exproprié dans Belize Electricity (notes 9, 33 et 36) n'est plus admissible à la comptabilité de couverture étant donné que Belize Electricity n'est plus une filiale étrangère de Fortis. Par conséquent, les gains et les pertes de change à la conversion de l'autre actif à long terme associé à Belize Electricity sont comptabilisés en résultat. En 2013, la Société a comptabilisé en résultat un gain de change d'environ 6 millions \$ (une perte de change d'environ 2 millions en 2012) (note 24).

*Risque de taux d'intérêt*

La Société et la majorité de ses filiales sont exposées au risque de taux d'intérêt lié aux emprunts sur les facilités de crédit à taux variables et au refinancement de la dette à long terme. La Société et ses filiales peuvent conclure des swaps de taux d'intérêt afin de réduire ce risque.

### Risque lié au prix des marchandises

Les sociétés FortisBC Energy sont exposées au risque lié au prix des marchandises en raison des variations du prix du marché du gaz naturel et Central Hudson est exposée au risque lié au prix des marchandises associé aux variations du prix du marché de l'électricité et du gaz naturel (notes 32 et 33). Ce risque a été réduit en concluant des contrats dérivés qui permettent de bloquer efficacement respectivement le prix d'achat du gaz naturel et le prix d'achat de l'électricité. Les contrats dérivés sur gaz naturel et sur électricité 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, comme l'autorisent les organismes de réglementation, aux fins de recouvrement auprès des clients, ou de remboursement aux clients, dans les tarifs futurs.

La stratégie de gestion du risque lié au prix adoptée par les sociétés FortisBC Energy vise à augmenter la probabilité que les prix du gaz naturel demeurent concurrentiels, à atténuer l'incidence de la volatilité des prix du gaz sur les tarifs facturés à la clientèle et à réduire le risque d'écarts de prix à l'échelle régionale. Comme l'a exigé l'organisme de réglementation, les sociétés FortisBC Energy ont suspendu toutes leurs activités de couverture de marchandises, à l'exception de quelques swaps, comme l'autorisait l'organisme de réglementation. Les contrats de couverture existants demeureront en vigueur jusqu'à leur échéance et la capacité des sociétés FortisBC Energy de recouvrer la totalité des coûts du gaz à même les tarifs facturés à la clientèle demeure inchangée. Tous les écarts entre le coût du gaz naturel acheté et le prix du gaz naturel compris dans les tarifs facturés à la clientèle sont comptabilisés à titre de reports réglementaires et sont recouverts auprès des clients, ou remboursés aux clients, dans les tarifs futurs, sous réserve de l'approbation de l'organisme de réglementation.

## 35. Engagements

Au 31 décembre 2013, les engagements consolidés de la Société pour chacun des cinq prochains exercices et pour les périodes subséquentes, compte non tenu des remboursements sur la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières, qui sont présentés séparément respectivement aux notes 15 et 16, s'établissent comme suit :

<i>(en millions)</i>	<b>Total</b>	Échéant dans moins de 1 an	Échéant dans 2 ans	Échéant dans 3 ans	Échéant dans 4 ans	Échéant dans 5 ans	Échéant après 5 ans
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme	<b>7 298 \$</b>	402 \$	363 \$	348 \$	322 \$	317 \$	5 546 \$
Obligations liées aux prêts gouvernementaux <sup>1</sup>	<b>15</b>	–	10	5	–	–	–
Obligations liées aux contrats d'achat de gaz <sup>2</sup>	<b>444</b>	312	66	18	16	11	21
Obligations d'achat d'électricité							
Central Hudson <sup>3</sup>	<b>40</b>	10	6	6	6	3	9
FortisBC Electric <sup>4</sup>	<b>30</b>	13	9	5	3	–	–
FortisOntario <sup>5</sup>	<b>309</b>	48	50	51	52	53	55
Maritime Electric <sup>6</sup>	<b>102</b>	40	40	8	1	1	12
Coût en capital <sup>7</sup>	<b>542</b>	21	19	21	19	21	441
Obligations liées aux contrats de location-exploitation <sup>8</sup>	<b>30</b>	6	5	5	5	5	4
Billet de la société Waneta <sup>9</sup>	<b>72</b>	–	–	–	–	–	72
Ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés <sup>10</sup>	<b>53</b>	3	3	3	3	2	39
Cotisations de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées <sup>11</sup>	<b>77</b>	42	20	12	–	–	3
Obligations au titre du régime d'UAR <sup>12</sup>	<b>8</b>	2	2	4	–	–	–
Autres <sup>13</sup>	<b>7</b>	3	–	–	–	–	4
<b>Total</b>	<b>9 027 \$</b>	902 \$	593 \$	486 \$	427 \$	413 \$	6 206 \$

<sup>1)</sup> Au cours des exercices antérieurs, FEVI a bénéficié de prêts sans intérêt du gouvernement fédéral du Canada et du gouvernement de la Colombie-Britannique, de respectivement 50 millions \$ et 25 millions \$, pour la construction et l'exploitation du pipeline de gaz naturel de l'île de Vancouver. Comme 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. 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 en capitaux propres augmenteront selon la structure du capital approuvée de FEVI. Au 31 décembre 2013, la tranche à moins de un an de la dette à long terme incluait un prêt gouvernemental à payer de 10 millions \$.

<sup>2)</sup> Les obligations liées aux contrats d'achat de gaz se rapportent à divers contrats d'achat de gaz des sociétés FortisBC Energy et de Central Hudson. Les obligations des sociétés FortisBC Energy comprennent les paiements bruts au comptant liés aux dérivés sur gaz naturel (note 32) et se fondent sur les prix du marché, lesquels varient en fonction des indices des prix de gaz naturel et reflètent les prix des indices qui étaient en vigueur au 31 décembre 2013. Les obligations de Central Hudson se fondent sur des prix tarifaires, des prix négociés et les prix du marché au 31 décembre 2013.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

### 35. Engagements (suite)

- <sup>3)</sup> Central Hudson doit acquérir une capacité suffisante pour répondre aux besoins en charge de pointe de ses clients à services complets. L'exigence de capacité est assurée par des contrats conclus avec des fournisseurs de capacité, des achats sur le marché de capacité du New York Independent System Operator (« NYISO ») ainsi que par la propre capacité de production de la société.

En novembre 2013, Central Hudson a conclu un contrat visant l'achat d'une capacité de production installée de 200 MW du 1<sup>er</sup> mai 2014 au 30 avril 2017. Comme approuvé par la FERC, le NYISO établira une nouvelle zone de capacité dans la basse vallée de la rivière Hudson dont la mise en œuvre est prévue pour mai 2014 pour maintenir la fiabilité du réseau et pour attirer de nouveaux investissements dans les unités de production nouvelles et existantes. En vertu des modalités principales du contrat, Central Hudson paiera le prix adjugé aux enchères du marché de capacité au comptant du NYISO pour le mois de livraison correspondant diminué de 0,175 \$ US le kilowatt-mois, multiplié par la quantité contractuelle du produit livré au cours du mois. En raison des incertitudes relatives à la mise en œuvre par le NYISO de la nouvelle zone de capacité et des prix futurs de la capacité, les montants se rattachant à ce contrat ne peuvent être raisonnablement établis ou estimés à l'heure actuelle et ne sont pas inclus dans le tableau des engagements.

- <sup>4)</sup> Les obligations d'achat d'électricité de FortisBC Electric comprennent un CAE conclu avec BC Hydro, un contrat d'achat de capacité conclu avec Powerex Corp. (« Powerex ») et un contrat d'achat de capacité et d'énergie conclu avec Brilliant Expansion Power Corporation (« Brilliant Corporation »).

En mai 2013, FortisBC Electric a conclu un nouveau CAE avec BC Hydro pour l'achat annuel de capacité pouvant atteindre 200 MW et de l'énergie associée pouvant atteindre 1 752 gigawattheures (« GWh ») sur une durée de 20 ans à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2013. Le nouveau CAE comprend les mêmes paramètres de base que le CAE conclu avec BC Hydro qui a expiré le 30 septembre 2013. En mai 2013, BC Hydro a soumis un exemplaire signé du CAE à la BCUC et l'approbation de cet organisme de réglementation est à venir. Au cours de la période transitoire précédant l'approbation du nouveau CAE par la BCUC, FortisBC Electric et BC Hydro ont convenu de poursuivre leurs affaires en vertu des modalités du CAE conclu avec BC Hydro qui a expiré. Le recouvrement à même les tarifs facturés aux clients des coûts d'achat d'électricité a été approuvé pour la période transitoire. Les coûts d'achat d'électricité en vertu du nouveau CAE devraient être recouverts dans les tarifs facturés aux clients. Les montants liés au nouveau CAE n'ont pas été inclus dans le tableau des engagements plus haut, en attendant l'examen et l'approbation de la BCUC.

En 2010, FortisBC Electric a conclu un contrat d'achat de capacité auprès de Powerex, filiale en propriété exclusive de BC Hydro, pour des achats de capacité hivernale à prix fixe jusqu'en février 2016. En vertu du contrat, si FortisBC Electric a accès à de nouvelles ressources, comme des projets d'immobilisations ou des projets contractuels, avant l'expiration du contrat, FortisBC Electric pourra mettre un terme au contrat en tout temps après le 1<sup>er</sup> juillet 2013, sous réserve d'un préavis écrit d'au moins trois mois à Powerex. La capacité achetée aux termes du contrat n'est pas liée à une centrale en particulier.

En novembre 2012, FortisBC Electric a conclu un contrat d'achat de capacité et d'énergie, allant de janvier 2013 à décembre 2017, avec CPC agissant pour le compte de Brilliant Corporation. La capacité et l'énergie achetées en vertu de ce contrat ne visent pas une partie importante de la production d'une centrale particulière. Le contrat a été accepté par la BCUC en décembre 2012.

En novembre 2011, FortisBC Electric a signé l'entente sur la capacité de l'Expansion Waneta. L'entente permet à FortisBC Electric d'acheter de la capacité sur une période de 40 ans dès que l'Expansion Waneta sera terminée, soit au printemps 2015 selon le calendrier. En mai 2012, la BCUC a accepté le dépôt de l'entente en tant que contrat d'approvisionnement en énergie. Les montants relatifs à l'entente sur la capacité de l'Expansion Waneta n'ont pas été inclus dans le tableau des engagements, puisqu'ils doivent être payés par FortisBC Electric à une partie liée et qu'une telle opération entre parties liées serait éliminée à la consolidation avec Fortis.

Au cours de 2013, FortisBC Electric a conclu divers contrats pour des achats de capacité et d'énergie hivernales à prix fixe jusqu'en 2015. Les achats en vertu de ces contrats ne visent pas une centrale particulière.

- <sup>5)</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 pour la fourniture d'énergie 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 d'énergie ou de capacité. En 2010, la société a conclu un nouveau contrat d'achat ferme de cinq ans avec Énergie NB couvrant la période du 1<sup>er</sup> mars 2011 au 29 février 2016. Le contrat comprend une tarification fixe pour toute la durée du contrat de cinq ans. L'autre contrat d'achat ferme, qui vise à permettre à Maritime Electric de réserver 30 MW de capacité de transport vers les États-Unis sur une nouvelle ligne internationale de transport d'électricité, viendra à échéance en novembre 2032.
- <sup>7)</sup> Maritime Electric a droit à environ 4,7 % de la production de la centrale Point Lepreau pendant la durée de vie de celle-ci. En contrepartie de sa participation, Maritime Electric doit payer sa part du coût en capital et des frais d'exploitation de la centrale. Des travaux majeurs de remise en état de la centrale Point Lepreau entamés en 2008 ont été achevés et la centrale a été remise en service en novembre 2012. Les travaux de remise en état devraient prolonger la durée de vie estimative de la centrale d'environ 27 ans.
- <sup>8)</sup> Les obligations liées aux contrats de location-exploitation portent sur la location de bureaux, d'entrepôts, d'actifs de transport et distribution de gaz naturel, de véhicules et de matériel.
- <sup>9)</sup> Le remboursement devrait être effectué en 2020 et se rapporte à certains actifs incorporels et coûts de conception de projet acquis d'une société affiliée à CPC/CBT relatifs à la construction de l'Expansion Waneta. Le montant est présenté d'après des flux de trésorerie bruts. Le billet a été comptabilisé dans les autres passifs à long terme, selon sa valeur actuelle nette actualisée de 50 millions \$ au 31 décembre 2013 (note 17).

<sup>10)</sup> FortisAlberta et une entreprise albertaine de services de transport d'électricité ont signé une convention 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 cette convention, le calcul des paiements futurs après 2018 comprend des paiements jusqu'à la fin d'une période de 20 ans. Toutefois, les paiements en vertu de la convention 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. Au quatrième trimestre de 2013, FortisAlberta a retiré son préavis de résiliation de ces ententes et a rétabli leur durée minimale de cinq ans à compter du 1<sup>er</sup> septembre 2010, pouvant être prolongée à des conditions mutuellement acceptables.

<sup>11)</sup> Les cotisations de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées consolidées incluent les montants pour services rendus au cours de la période et pour la solvabilité ainsi que les cotisations de capitalisation spéciale. Les cotisations sont fondées sur des estimations provenant des plus récentes évaluations actuarielles terminées, qui fournissent généralement des estimations de capitalisation pour une période de trois à cinq ans à partir de la date des évaluations. Par conséquent, les cotisations réelles de capitalisation des régimes de retraite pourraient être plus élevées que ces estimations, une fois que seront terminées les prochaines évaluations actuarielles aux fins de capitalisation, qui devraient être réalisées aux dates suivantes pour les régimes de retraite à prestations déterminées les plus importants :

31 décembre 2013 et 2015 – Sociétés FortisBC Energy (régimes des employés non syndiqués)  
31 décembre 2013 – Sociétés FortisBC Energy (régime des employés syndiqués)  
31 décembre 2013 – FortisBC Electric  
31 décembre 2014 – Newfoundland Power

Par suite de l'évaluation actuarielle de son régime en date du 31 décembre 2011, achevée en avril 2012, Newfoundland Power est tenue de combler un déficit de solvabilité d'environ 53 millions \$, y compris les intérêts, sur cinq ans à compter de 2012, comme indiqué dans le tableau des engagements. Les cotisations de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées, qui incluent les services rendus pour la période et le déficit de solvabilité, devraient s'élever à 14 millions \$ en 2014. L'augmentation des cotisations de capitalisation devrait être recouvrée auprès de la clientèle dans les tarifs futurs.

<sup>12)</sup> Le règlement des UAR en cours au 31 décembre 2013, qui ont été attribuées en 2011, 2012 et 2013, est assujéti au respect, par les membres de la haute direction de la Société et de ses filiales, y compris le président-directeur général de Fortis, de conditions de paiement au cours des périodes d'acquisition des droits sur trois ans (note 23).

L'obligation de 6 millions \$ de la Société au titre des UAD en cours au 31 décembre 2013 (note 23) a été exclue du tableau des engagements, le calendrier des paiements ne pouvant être établi à l'heure actuelle.

<sup>13)</sup> Les autres obligations contractuelles comprennent principalement les contrats de location de bâtiment et les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

### Autres engagements

*Dépenses en immobilisations* : 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 des entreprises de services publics réglementés découlent en grande partie de la nécessité de maintenir et d'améliorer le rendement, la fiabilité et la sécurité des réseaux de gaz et d'électricité, et de répondre aux besoins d'une clientèle en croissance. Le programme de dépenses en immobilisations consolidé de la Société, qui comprend les dépenses en immobilisations de ses activités non réglementées, devrait s'établir à environ 1,4 milliard \$ en 2014. Au cours des cinq exercices de 2014 à 2018, le programme de dépenses en immobilisations consolidé de la Société, excluant les dépenses en immobilisations de UNS Energy, devrait dépasser 6,5 milliards \$, montant qui n'est pas compris dans le tableau des engagements.

*Acquisition proposée* : En décembre 2013, Fortis a conclu une entente et un plan de fusion portant sur l'acquisition de UNS Energy pour 60,25 \$ US l'action ordinaire au comptant, soit un prix d'acquisition global d'environ 4,3 milliards \$ US, y compris la prise en charge d'une dette d'environ 1,8 milliard \$ US à la conclusion (note 1). L'accord et le plan de fusion peuvent être résiliés par la Société ou par UNS Energy en tout temps avant la clôture dans certaines circonstances, y compris si la clôture de l'acquisition n'a pas eu lieu au plus tard le 11 décembre 2014, à condition, toutefois, que si les seules conditions préalables à la clôture qui n'ont pas été respectées portent sur l'obtention des approbations des autorités de réglementation décrites dans l'accord et le plan de fusion, cette date sera alors reportée au 11 juin 2015.

*Débetures convertibles représentées par des reçus de versement* : Pour financer une partie de l'acquisition proposée de UNS Energy, en janvier 2014, par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive directe, Fortis a conclu la vente de débetures subordonnées convertibles non garanties à 4 % de la Société, représentées par des reçus de versement, pour un montant en capital global de 1,8 milliard \$ (les « débetures ») (note 38).

*Autres* : En 2012, Caribbean Utilities a conclu un contrat principal et un contrat secondaire d'achat de combustible avec deux fournisseurs différents auprès desquels elle s'est engagée à acheter respectivement environ 60 % et 40 % du combustible diesel nécessaire pour alimenter sa centrale au diesel. Les quantités approximatives à livrer selon les contrats combinés sont de 18,9 millions de gallons impériaux pour 2014. Les contrats viennent à échéance en juillet 2014 et comportent une option de renouvellement pour deux durées additionnelles de 18 mois. Chaque option de renouvellement ne peut être exercée que six mois après la date d'échéance du contrat existant.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

### 35. Engagements (suite)

#### Autres engagements (suite)

FortisTCl 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 passifs réglementaires à long terme de la Société, qui totalisaient 902 millions \$ au 31 décembre 2013, ont été exclus du tableau des engagements, étant donné que le calendrier final de règlement de nombreux passifs est assujéti à une autre décision réglementaire ou que les périodes de règlement ne sont pas connues à l'heure actuelle. La nature et le montant des passifs réglementaires à long terme sont présentés en détail à la note 7.

Les sociétés FortisBC Energy ont fourni des engagements aux clients visant à procurer du financement destiné à l'efficience et à la conservation énergétiques, ainsi qu'aux véhicules fonctionnant au gaz naturel, en vertu des programmes respectifs approuvés par la BCUC. Au 31 décembre 2013, les sociétés Fortis BC Energy étaient engagées à verser des incitatifs d'environ 24 millions \$ aux clients.

### 36. Actifs expropriés

Le 20 juin 2011, le gouvernement du Belize a adopté des dispositions législatives menant à l'expropriation de l'investissement de la Société dans Belize Electricity. Compte tenu de la privation du contrôle sur les activités de l'entreprise, la Société a cessé de comptabiliser les résultats financiers de Belize Electricity selon la méthode de la consolidation, en date du 20 juin 2011, et a classé la valeur comptable, y compris l'effet de change, de son investissement exproprié à titre d'autre actif à long terme dans le bilan consolidé.

En octobre 2011, Fortis a intenté une action auprès de la Cour suprême du Belize pour contester la constitutionnalité de l'expropriation de l'investissement de la Société dans Belize Electricity. Fortis a commandé une évaluation indépendante de son investissement exproprié et a soumis sa demande de dédommagement au gouvernement du Belize en novembre 2011. La valeur comptable de l'autre actif à long terme était inférieure à la juste valeur à la date de l'expropriation selon des experts indépendants. Le gouvernement du Belize a également commandé une évaluation de Belize Electricity, qui est considérablement plus basse que la juste valeur déterminée selon l'évaluation de la Société et la valeur comptable de l'autre actif à long terme.

En juillet 2012, la Cour suprême du Belize a rejeté la demande de la Société déposée en octobre 2011. En juillet 2012 également, Fortis a interjeté appel du jugement de la cour de première instance à la Cour d'appel du Belize. L'appel a été entendu en octobre 2012 et une décision est attendue. Toute décision de la Cour d'appel du Belize peut être portée en appel à la Cour de justice des Caraïbes, la plus haute cour d'appel pouvant être saisie des jugements rendus au Belize.

Fortis croit que son appel, jugé devant les cours du Belize, est solide et appuie l'inconstitutionnalité de l'expropriation. Il existe toutefois une possibilité que l'issue du litige soit défavorable à la Société et que le montant du dédommagement qui sera par ailleurs versé à Fortis selon les lois régissant l'expropriation de Belize Electricity soit inférieur à la valeur comptable de l'investissement exproprié dans Belize Electricity. La valeur comptable s'établissait à 108 millions \$, y compris l'effet de change, au 31 décembre 2013 (104 millions \$ au 31 décembre 2012). Si l'expropriation est déclarée inconstitutionnelle, la nature du dédommagement qui pourrait être accordé à Fortis ne peut être établie à l'heure actuelle. Il pourrait s'agir par exemple : i) de l'ordonnance de rendre les actions à Fortis et/ou de verser des dommages-intérêts; ou ii) de l'ordonnance d'un dédommagement à verser à Fortis en raison de l'inconstitutionnalité de l'expropriation des actions et/ou de l'octroi de dommages-intérêts. D'après les informations disponibles actuellement, l'autre actif à long terme de 108 millions \$ n'est pas réputé avoir subi de dépréciation au 31 décembre 2013. Fortis continuera de le soumettre à un test de dépréciation à chaque période financière, d'après son appréciation de l'issue des procédures judiciaires ou du règlement négocié d'un dédommagement. En plus de la contestation constitutionnelle liée à l'expropriation, Fortis est également à la recherche d'autres options pour obtenir un dédommagement équitable, y compris un dédommagement en vertu du traité bilatéral d'investissement entre le Belize et le Royaume-Uni.

### 37. 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 défavorable 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.

#### Fortis

En mai 2012, CH Energy Group et Fortis ont conclu un accord de règlement proposé avec l'avocat des actionnaires demandeurs relativement à plusieurs actions contre Fortis et d'autres défendeurs intentées ou transférées devant la Cour suprême de l'État de New York, comté de New York, au sujet de l'acquisition de CH Energy Group par Fortis. Les demandeurs alléguent de façon générale que les administrateurs de CH Energy Group ont manqué à leurs obligations de fiduciaires quant à l'acquisition et que CH Energy Group, Fortis, FortisUS Inc. et Cascade Acquisition Sub Inc. auraient aidé ou encouragé ce manquement. L'accord de règlement doit être approuvé par la Cour. En février 2014, la Cour suprême de l'État de New York a délivré une ordonnance sur consentement certifiant provisoirement l'affaire comme recours collectif et fournissant les directives à suivre en attendant l'audience de règlement qui aura lieu en juin 2014.

Après l'annonce de l'acquisition proposée de UNS Energy le 11 décembre 2013, plusieurs actions ont été intentées contre Fortis et d'autres défendeurs devant la Cour suprême de l'Arizona, comté de Pima, et la Cour de district des États-Unis pour le district de l'Arizona, contestant l'acquisition proposée. Les demandeurs allèguent de façon générale que les administrateurs de UNS Energy ont manqué à leurs obligations de fiduciaires quant à l'acquisition proposée et que UNS Energy, Fortis, FortisUS Inc. et Color Acquisition Sub Inc. auraient aidé ou encouragé ce manquement.

L'issue de ces poursuites ne peut être prévue avec certitude et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés. Un jugement défavorable accordant des dommages-intérêts pécuniaires pourrait avoir une incidence négative importante sur les activités de la société issue de l'acquisition. Une injonction provisoire pourrait retarder ou compromettre la réalisation de l'acquisition et un jugement défavorable comportant une injonction permanente pourrait entraver la conclusion de la transaction pendant une période indéterminée. Sous réserve de ce qui précède et d'après les faits connus et les circonstances actuelles, la direction ne s'attend pas à ce que les poursuites entraînent une incidence négative sur la situation financière consolidée de Fortis. Les défendeurs ont l'intention de se défendre vigoureusement contre ces poursuites.

### FHI

En avril 2013, FHI et Fortis ont été nommées défendeurs dans une action intentée par la bande indienne de Coldwater (la « bande ») auprès de la Cour suprême de la Colombie-Britannique. L'action intentée concerne la participation dans un droit de passage de pipeline sur des terres de la réserve. Le pipeline situé sur le droit de passage a été transféré par FHI (alors Terasen Inc.) à Kinder Morgan Inc. en avril 2007. La bande veut obtenir une ordonnance annulant le droit de passage et demande des dommages-intérêts en compensation d'une ingérence injustifiée nuisant à l'utilisation et à la jouissance des terres de la réserve de la bande. L'issue ne peut être raisonnablement établie et évaluée pour le moment et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés à cet égard.

FEI était demandeur dans une action intentée auprès de la Cour suprême de la Colombie-Britannique contre la ville de Surrey (« Surrey ») afin que la Cour détermine le partage des coûts, entre la société et Surrey, à engager pour le déplacement d'un pipeline de transport de gaz naturel. Le déplacement était rendu nécessaire en raison du développement et de l'expansion des infrastructures de transport de Surrey. FEI prétendait que les parties avaient conclu une entente sur le partage des coûts. Surrey a intenté une action reconventionnelle, alléguant notamment que FEI avait rompu leur entente et que Surrey en avait subi des dommages. En décembre 2013, la Cour a rendu une décision ordonnant le partage à parts égales entre FEI et Surrey des coûts de déplacement du pipeline. La Cour a en outre penché en faveur de Surrey dans son action reconventionnelle quant à la rupture de l'entente par FEI. Le montant des dommages-intérêts qui pourrait être accordé à Surrey au moment d'une audience future ne peut être raisonnablement établi et estimé pour le moment et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés à cet égard.

### FortisBC Electric

Le gouvernement de la Colombie-Britannique a allégué des manquements au Code d'exploitation forestière et de la négligence à l'égard d'un incendie de forêt survenu près du lac Vaseux en 2003, avant l'acquisition de FortisBC Electric par Fortis, et a déposé et signifié un bref et une déclaration contre FortisBC Electric datés du 2 août 2005. Le gouvernement de la Colombie-Britannique a inclus dans son action des dommages d'environ 15 millions \$, ainsi que des intérêts pré-jugement, sans les quantifier en détail. FortisBC Electric et ses assureurs continuent de contester les réclamations du gouvernement de la Colombie-Britannique. L'issue ne peut être raisonnablement établie et évaluée pour le moment et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés à cet égard.

En juin 2012, le gouvernement de la Colombie-Britannique a intenté une action en son nom et au nom d'environ 17 propriétaires de maisons devant la Cour suprême de la Colombie-Britannique pour des dommages subis en raison d'un glissement de terrain causé par la rupture d'un barrage à Oliver, en Colombie-Britannique, en 2010. Le gouvernement de la Colombie-Britannique fait valoir que la rupture du barrage a été causée par l'utilisation par les défendeurs, dont FortisElectric fait partie, d'une route sur le barrage. Le gouvernement de la Colombie-Britannique estime que ses dommages et les dommages des propriétaires de maisons au nom desquels il a intenté l'action sont d'environ 15 millions \$. Bien que FortisBC Electric n'ait pas reçu signification, la société a retenu les services d'un avocat et a communiqué avec ses assureurs. L'issue ne peut être raisonnablement établie et évaluée pour le moment et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés à cet égard.

### Central Hudson

#### *Anciennes usines de gaz*

Central Hudson et ses prédécesseurs ont été propriétaires et exploitants d'usines de gaz pour répondre aux besoins en chauffage et en éclairage de leurs clients. Ces usines ont commencé à produire du gaz à partir de charbon et de pétrole du milieu à la fin des années 1800 jusqu'à ce que les dernières aient cessé leurs activités vers 1950. Cette production a généré certains sous-produits qui pourraient comporter des risques pour la santé humaine et l'environnement.

Le Department of Environmental Conservation (« DEC ») de l'État de New York, ministère qui régit le moment et l'étendue de la remise en état des sites des usines de gaz dans l'État de New York, a avisé Central Hudson qu'il croit que la société et ses prédécesseurs ont à un moment donné été propriétaires ou exploitants, ou les deux, des usines de gaz sur sept sites dans la zone de service de Central Hudson. Entre outre, le DEC a exigé que la société fasse enquête sur l'état des sites et, s'il y a lieu, procède à la remise en état des sites en vertu d'une ordonnance sur consentement, d'un accord de nettoyage volontaire ou d'un accord de nettoyage des friches industrielles. Central Hudson provisionne les coûts de remise en état d'après des montants qui peuvent être raisonnablement estimés. Au 31 décembre 2013, une obligation de 41 millions \$ US a été comptabilisée au titre de la remise en état des sites des usines de gaz et, en fonction d'une analyse de modélisation des coûts effectuée en 2012, il est estimé, selon un niveau de confiance de 90 %, que le total des coûts de remise en état sur 30 ans de ces sites n'excédera pas 152 millions \$ US (note 17).

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

### 37. Passifs éventuels (suite)

#### Central Hudson (suite)

Central Hudson a avisé ses assureurs et prévoit leur demander le remboursement des coûts de remise en état en vertu des polices couvrant pareils coûts. De plus, comme le permet la PSC, Central Hudson peut actuellement reporter, pour recouvrement futur auprès des clients, les écarts entre les coûts réels de l'enquête et de la remise en état des sites des usines de gaz et les limites tarifaires prévues, et les coûts de possession seront comptabilisés dans les soldes de report au taux de rendement autorisé avant impôts (note 7 vi)).

#### *Eltings Corners*

Central Hudson possède et exploite une installation de maintenance et d'entreposage. Le processus de renouvellement du permis de cette installation pour la gestion de déchets dangereux a mené à la découverte d'une contamination des sédiments de la zone humide située en face de la propriété principale. En se fondant sur les travaux d'enquête réalisés par Central Hudson, le DEC et Central Hudson ont convenu à la fin de 2013 qu'aucune autre enquête n'était requise. À la demande du DEC, Central Hudson a soumis un document d'orientation préliminaire relatif à l'étude des mesures correctives aux fins d'examen par le DEC. Bien que l'étendue de la contamination soit désormais établie, le moment et les coûts de toute remise en état future ne peuvent être raisonnablement estimés à ce jour, et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés.

#### *Litige sur l'amiante*

Avant l'acquisition de CH Energy Group, diverses poursuites liées à l'amiante ont été intentées contre Central Hudson. Bien qu'un total de 3 342 poursuites liées à l'amiante aient été intentées, 1 170 étaient pendantes au 31 décembre 2013. Parmi les poursuites intentées contre Central Hudson qui ne sont plus pendantes, 2 017 ont été rejetées ou abandonnées sans paiement de la part de la société, et Central Hudson a réglé les 155 autres poursuites. La société n'est actuellement pas en mesure d'évaluer la validité des poursuites restantes liées à l'amiante; toutefois, à partir de l'information dont Central Hudson dispose à ce jour, y compris l'historique de la société en matière de règlement et de rejet des poursuites liées à l'amiante, Central Hudson croit que les coûts qui pourraient être engagés relativement aux poursuites pendantes n'auront pas d'incidence importante sur sa situation financière, ses résultats d'exploitation ou ses flux de trésorerie et, par conséquent, aucun montant n'a été provisionné dans les états financiers consolidés.

## 38. Événements postérieurs à la date du bilan

#### Débetures convertibles représentées par des reçus de versement

Pour financer une partie de l'acquisition proposée de UNS Energy, en janvier 2014, par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive directe, Fortis a conclu la vente de débetures subordonnées convertibles non garanties à 4 %, représentées par des reçus de versement, pour un montant en capital global de 1,8 milliard \$ (les « débetures »).

Le placement des débetures comprenait un placement par prise ferme de débetures d'un montant en capital global de 1,594 milliard \$ souscrit par un syndicat de preneurs fermes (l'« appel public à l'épargne ») et la vente pour un montant en capital global de 206 millions \$ de débetures à certains investisseurs institutionnels dans le cadre d'un placement privé (conjointement avec l'appel public à l'épargne, les « placements »). L'option de surallocation attribuée dans le cadre de l'appel public à l'épargne n'a pas été exercée.

Les débetures ont été vendues au prix de 1 000 \$ l'unité, payable par versements, dont une tranche de 333 \$ a été payée à la clôture des placements et la tranche restante, soit 667 \$, est payable à la date (la « date du versement final ») devant être fixée après le respect de l'ensemble des conditions préalables à la conclusion de l'acquisition de UNS Energy. Avant la date du versement final, les débetures sont représentées par des reçus de versement. La négociation des reçus de versement à la TSX a commencé le 9 janvier 2014 sous le symbole « FTS.IR ». Les débetures ne seront pas inscrites en Bourse. Les débetures viendront à échéance le 9 janvier 2024 et portent intérêt à un taux annuel de 4 % par 1 000 \$ de montant en capital de débetures jusqu'à la date du versement final, inclusivement, après quoi le taux d'intérêt sera de 0 %.

Si la date du versement final tombe avant le premier anniversaire de la clôture des placements, les porteurs de débetures qui ont payé le versement final auront le droit de recevoir, en plus du paiement de l'intérêt couru et impayé, un montant correspondant aux intérêts qui auraient été accumulés à compter du jour suivant la date du versement final jusqu'au premier anniversaire, exclusivement, de la clôture des placements si les débetures étaient demeurées en circulation jusqu'à cette date. Par conséquent, en 2014, la Société s'attend à dépenser environ 72 millions \$ (51 millions \$ après impôts) en coûts de financement liés aux débetures.

Au gré des investisseurs et à condition que le paiement du versement final ait été effectué, chaque débenture pourra être convertie en actions ordinaires de Fortis en tout temps après la date du versement final, mais avant l'échéance ou le rachat par la Société, au prix de conversion de 30,72 \$ par action ordinaire, soit un taux de conversion de 32,5521 actions ordinaires par 1 000 \$ de montant en capital de débetures.

Fortis ne pourra racheter les débetures, sauf qu'elle les rachètera à un prix correspondant à leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé après le premier des événements suivants : i) une notification aux porteurs selon laquelle les conditions nécessaires à l'approbation de l'acquisition de UNS Energy ne seront pas respectées; ii) la résiliation de la convention d'acquisition; et iii) le 2 juillet 2015, si l'avis de versement final n'a pas été donné aux investisseurs au plus tard le 30 juin 2015. De plus, après la date du versement final, les débetures qui n'auront pas été converties pourront être rachetées par Fortis à un prix correspondant à leur montant en capital majoré de l'intérêt impayé qui s'est accumulé avant la date du versement final. Conformément aux modalités de la convention relative aux reçus de versement, Fortis a convenu du fait que, jusqu'à ce que les débetures aient été remboursées conformément aux modalités qui précèdent ou jusqu'à ce que la date du versement final soit survenue, la Société maintiendra à tout moment la disponibilité aux termes de sa facilité de crédit renouvelable confirmée un montant d'au moins 600 millions \$ pour couvrir le montant en capital du premier versement des débetures dans l'éventualité d'un rachat obligatoire.

À l'échéance, Fortis aura le droit de payer le montant en capital dû en actions ordinaires, qui seront évaluées à 95 % de leur cours moyen pondéré à la TSX pour les 20 jours consécutifs de séance se terminant cinq jours de séance avant la date d'échéance.

Le produit net provenant du premier versement dans le cadre des placements a été d'environ 563 millions \$. Une partie importante du produit net est constitué de fonds en caisse, tandis qu'une partie a été affectée au remboursement des emprunts aux termes de la facilité de crédit renouvelable existante de la Société et à d'autres fins générales de l'entreprise. Le produit net provenant du paiement du versement final dans le cadre des placements devrait s'élever au total à environ 1,165 milliard \$.

### **Vente de Griffith**

En mars 2014, CH Energy Group a vendu sa filiale non réglementée, Griffith, pour environ 70 millions \$ US, en plus du fonds de roulement.

## **39. Chiffres correspondants**

Certains chiffres correspondants ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation de la période considérée.

# Rétrospective financière

États des résultats (en millions \$)	2013 <sup>1</sup>	2012 <sup>1,2</sup>	2011 <sup>1</sup>
Produits d'exploitation	4 047	3 654	3 738
Coûts de l'approvisionnement énergétique et charges d'exploitation	2 654	2 390	2 547
Amortissements	541	470	416
Autres revenus (charges), montant net	(31)	4	38
Frais financiers	389	366	363
Charge d'impôts sur les bénéfices	32	61	84
Bénéfice tiré des activités poursuivies	400	371	366
Gain extraordinaire, après impôts	20	–	–
Bénéfice net	420	371	366
Bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	10	9	9
Bénéfice net attribuable aux actionnaires privilégiés	57	47	46
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	353	315	311
<b>Bilans (en millions \$)</b>			
Actifs à court terme	1 296	1 093	1 132
Écart d'acquisition	2 075	1 568	1 565
Autres actifs à long terme	1 925	1 715	1 580
Immobilisations de services publics et autres que de services publics et actifs incorporels	12 612	10 574	9 937
Total des actifs	17 908	14 950	14 214
Passifs à court terme	2 084	1 350	1 305
Autres passifs à long terme	3 024	2 449	2 281
Dette à long terme (excluant la tranche à court terme)	6 424	5 741	5 685
Actions privilégiées (classées comme dette)	–	–	–
Total des passifs	11 532	9 540	9 271
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	6 376	5 410	4 943
<b>Flux de trésorerie (en millions \$)</b>			
Activités d'exploitation	899	992	915
Activités d'investissement	2 164	1 096	1 115
Activités de financement	1 434	396	386
Dividendes, excluant les dividendes sur actions privilégiées classées comme dette	248	225	206
<b>Statistiques financières</b>			
Rendement des capitaux propres moyens attribuable aux actionnaires ordinaires (%)	8,06	8,06	8,79
<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)	56,2	55,3	57,1
Actions privilégiées (classées à la fois comme dette et comme capitaux propres)	9,0	9,7	8,3
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	34,8	35,0	34,6
<b>Ratio de couverture des intérêts (multiple)</b>			
Dette	1,9	2,0	2,0
Total des charges fixes	1,9	2,0	2,0
<b>Total des dépenses brutes en immobilisations (en millions \$)</b>	1 175	1 146	1 171
<b>Données sur les actions ordinaires</b>			
Valeur comptable par action (fin de l'exercice) (\$)	22,38	20,84	20,25
Nombre moyen d'actions ordinaires en circulation (en millions)	202,5	190,0	181,6
Résultat de base par action ordinaire (\$)	1,74	1,66	1,71
Dividendes déclarés par action ordinaire (\$)	1,25	1,21	1,17
Dividendes versés par action ordinaire (\$)	1,24	1,20	1,16
Ratio dividende/bénéfice (%)	71,3	72,3	67,8
Ratio cours/bénéfice (multiple)	17,5	20,6	19,5
<b>Sommaire des données de négociation des actions (TSX)</b>			
Haut (\$)	35,14	34,98	35,45
Bas (\$)	29,51	31,70	28,24
Cours de clôture (\$)	30,45	34,22	33,37
Volume (en milliers)	120 470	115 962	126 341

<sup>1</sup> L'information financière des exercices 2010 à 2013 a été préparée conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis; avant 2010, elle était préparée conformément aux PCGR du Canada.

<sup>2</sup> Certains chiffres correspondants de 2012 ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation de la période considérée.

<sup>3</sup> En date du 31 décembre 2006, la provision réglementaire pour coûts d'enlèvement non liés à la mise hors service d'immobilisations 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 Electric en raison d'un changement de présentation adopté par FortisBC Electric en date du 31 décembre 2009.

## Rétrospective financière

2010 <sup>1</sup>	2009	2008	2007	2006 <sup>3</sup>	2005 <sup>3</sup>	2004
3 647	3 641	3 907	2 718	1 472	1 441	1 146
2 448	2 577	2 859	1 904	939	926	766
406	364	348	273	178	158	114
13	10	–	8	2	10	–
359	369	363	299	168	154	122
72	49	65	36	32	70	47
375	292	272	214	157	143	97
–	–	–	–	–	–	–
375	292	272	214	157	143	97
10	12	13	15	8	6	6
45	18	14	6	2	–	–
320	262	245	193	147	137	91
1 205	1 124	1 150	1 038	405	299	293
1 561	1 560	1 575	1 544	661	512	514
1 309	917	487	424	331	471	418
9 336	8 538	7 954	7 276	4 049	3 315	2 713
13 411	12 139	11 166	10 282	5 446	4 597	3 938
1 491	1 592	1 697	1 804	558	412	538
1 977	1 325	763	732	508	503	164
5 616	5 239	4 848	4 588	2 532	2 110	1 879
–	320	320	320	320	320	320
9 084	8 476	7 628	7 444	3 918	3 345	2 901
4 327	3 663	3 538	2 838	1 528	1 252	1 037
742	681	661	373	263	304	272
980	1 045	852	2 033	634	467	1 026
451	563	387	1 826	456	224	777
189	176	191	146	77	64	51
10,06	8,41	8,70	10,00	11,87	12,40	11,28
60,4	60,2	59,5	64,3	61,1	58,7	61,4
8,7	6,9	7,3	5,2	10,0	8,6	9,4
30,9	32,9	33,2	30,5	28,9	32,7	29,2
2,0	1,9	1,9	1,9	2,2	2,5	2,3
2,0	1,8	1,8	1,7	2,0	2,1	2,0
1 071	1 024	935	803	500	446	279
18,65	18,61	17,97	16,69	12,19	11,74	10,45
172,9	170,2	157,4	137,6	103,6	101,8	84,7
1,85	1,54	1,56	1,40	1,42	1,35	1,07
1,41	0,78	1,01	0,88	0,70	0,61	0,55
1,12	1,04	1,00	0,82	0,67	0,59	0,54
60,5	67,5	64,1	58,6	47,2	43,7	50,3
18,4	18,6	15,8	20,7	21,0	18,0	16,2
34,54	29,24	29,94	30,00	30,00	25,64	17,75
21,60	21,52	20,70	24,50	20,36	17,00	14,23
33,98	28,68	24,59	28,99	29,77	24,27	17,38
120 855	121 162	132 108	100 920	60 094	37 706	29 254

# Renseignements pour les investisseurs

## Dates prévues de versement des dividendes\* et de publication des résultats

### Dates de fermeture des registres

16 mai 2014	15 août 2014
18 novembre 2014	17 février 2015

### Dates de versement des dividendes

1 <sup>er</sup> juin 2014	1 <sup>er</sup> septembre 2014
1 <sup>er</sup> décembre 2014	1 <sup>er</sup> mars 2015

### Dates de publication des résultats

8 mai 2014	1 <sup>er</sup> août 2014
7 novembre 2014	19 février 2015

\* L'établissement des dates de fermeture des registres et la déclaration et le versement des dividendes doivent être approuvés par le conseil d'administration.

## 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, avenue 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.investorcentre.com/fortisinc](http://www.investorcentre.com/fortisinc)

## Dépôt direct des dividendes

Les actionnaires peuvent bénéficier du service de dépôt direct électronique de leurs dividendes au compte de l'institution bancaire 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 sont priés de communiquer avec l'agent des transferts.

## Désignation à titre de dividendes admissibles

Aux fins des nouvelles dispositions en matière de crédit d'impôt pour dividendes contenues dans la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et dans toute législation fiscale provinciale ou territoriale applicable, tous les dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées versés par Fortis à des résidents du Canada après le 31 décembre 2005 sont désignés comme des « dividendes admissibles ». À moins d'indication contraire, tous les dividendes versés par Fortis après cette date sont désignés comme des « dividendes admissibles » aux fins de la législation susmentionnée.

## Assemblée annuelle

Le mercredi 14 mai 2014  
10 h 30  
Holiday Inn St. John's  
180 Portugal Cove Road  
St. John's (T.-N.-L.)  
Canada

## 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 inciter les actionnaires ordinaires à investir davantage dans Fortis. Les dividendes ainsi que toute contribution optionnelle (RRD : minimum de 100 \$ et maximum de 30 000 \$ par an; RAAC : minimum de 25 \$ et maximum de 20 000 \$ par an) des participants sont déposés automatiquement dans les régimes aux fins de l'achat d'autres actions ordinaires. Les participants peuvent acheter des actions chaque trimestre, soit 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. En vertu du RAAC, un escompte de 2 % est offert actuellement aux participants qui achètent, en réinvestissant leurs dividendes, des actions ordinaires émises sur le capital autorisé. Pour toute demande d'information, s'adresser à l'agent des transferts.

<sup>1</sup> Tous les porteurs inscrits d'actions ordinaires résidant au Canada ont le droit de participer au RRD. Les actionnaires résidant à l'extérieur du Canada peuvent aussi y participer à moins que ce genre de participation ne soit pas autorisé dans leur pays. Les résidents des États-Unis, de leurs territoires et de leurs possessions ne sont pas autorisés à participer à ce régime.

<sup>2</sup> Le RAAC est offert aux résidents des provinces de Terre-Neuve-et-Labrador et de l'Île-du-Prince-Édouard.

## Symbole des actions

Les actions ordinaires, les actions privilégiées de premier rang, série E; les actions privilégiées de premier rang, série F; les actions privilégiées de premier rang, série G; les actions privilégiées de premier rang, série H; les actions privilégiées de premier rang, série J; les actions privilégiées de premier rang, série K et les reçus de souscription de Fortis Inc. sont négociés à la Bourse de Toronto sous les symboles FTS, FTS.PR.E, FTS.PR.F, FTS.PR.G, FTS.PR.H, FTS.PR.J, FTS.PR.K et FTS.IR, respectivement.

## 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)

## Renseignements pour les investisseurs

### Dirigeants de Fortis Inc.

**H. Stanley Marshall**

Président-directeur général

**Barry V. Perry**

Vice-président, Finances et chef de la direction des finances

**Ronald W. McCabe**

Vice-président, chef du contentieux et secrétaire général

**James D. Spinney**

Trésorier

**Jamie D. Roberts**

Contrôleur

**Donna G. Hynes**

Secrétaire adjointe et directrice, Relations avec les investisseurs et le public

**Photographies :**

Barry Henck, Poughkeepsie (NY)  
Shawn Talbot, Kelowna (C.-B.)  
Larry Doell, Rossland (C.-B.)  
Roy White Photography, Calgary (Alb.)  
Paul Daly, St. John's (T.-N.-L.)

**Conception et production :**

Colour, St. John's (T.-N.-L.)  
colour-nl.ca

Moveable Inc., Toronto (Ont.)

**Imprimeur :**

The Lowe-Martin Group, Ottawa (Ont.)

### Conseil d'administration

**David G. Norris \* \* \***

Président du conseil, Fortis Inc.  
St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador

**Peter E. Case \* \***

Administrateur de sociétés  
Kingston, Ontario

**Frank J. Crothers \***

Président du conseil et président-directeur général  
Island Corporate Holdings  
Nassau, Bahamas

**Ida J. Goodreau \***

Administratrice de sociétés  
Vancouver, Colombie-Britannique

**Douglas J. Haughey \* \***

Administrateur de sociétés  
Calgary, Alberta

**H. Stanley Marshall**

Président-directeur général, Fortis Inc.  
St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador

**John S. McCallum \* \***

Professeur de finance, Université du Manitoba  
Winnipeg, Manitoba

**Harry McWatters \***

Président, Vintage Consulting Group Inc.  
Summerland, Colombie-Britannique

**Ronald D. Munkley \* \***

Administrateur de sociétés  
Mississauga, Ontario

**Michael A. Pavey \* \***

Administrateur de sociétés  
Moncton, Nouveau-Brunswick

\* Comité d'audit

\* Comité des ressources humaines

\* Comité de gouvernance et des candidatures

Pour consulter les biographies des membres du conseil d'administration, visitez [www.fortisinc.com](http://www.fortisinc.com).



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