

The logo for Fortis Inc. features the word "FORTIS" in a bold, blue, serif font, with a stylized yellow and blue wave symbol integrated into the letter "O". The word "INC." is in a smaller, blue, sans-serif font to the right.

**FORTIS** INC.

# STIMULER LA CROISSANCE

RAPPORT ANNUEL 2015

**FORTIS** INC.

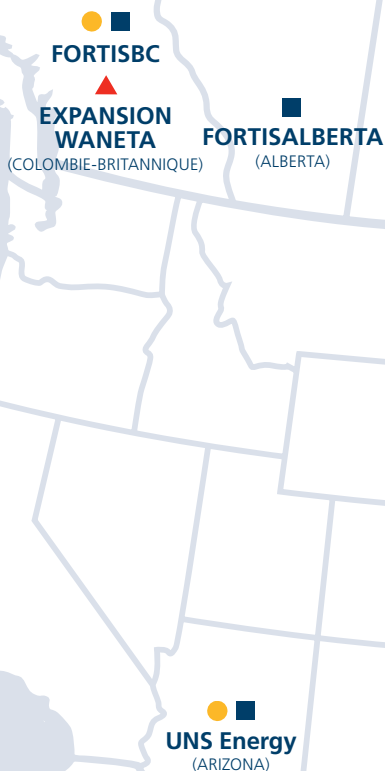
# En bref

ÉTABLIE À  
ST. JOHN'S (T.-N.-L.)

**9** ENTREPRISES DE  
SERVICES PUBLICS  
AU CANADA, AUX ÉTATS-UNIS  
ET DANS LES CARAÏBES

**7 700**  
EMPLOYÉS

ACTIF TOTAL DE  
**29** MILLIARDS \$



- Entreprises de services publics réglementés de gaz
- Entreprises de services publics réglementés d'électricité
- ▲ Production visée par des contrats à long terme



**2 MILLIONS**  
DE CLIENTS DES  
SERVICES PUBLICS  
D'ÉLECTRICITÉ

.....

**1,2 MILLION**  
DE CLIENTS DES  
SERVICES PUBLICS  
DE GAZ

.....

CAPITALISATION  
BOURSIÈRE DE  
**10,5**  
MILLIARDS \$  
(au 31 décembre 2015)

.....

FAIT PARTIE DE L'INDICE  
**S&P/TSX 60**



# Activités réglementées, peu risquées et diversifiées

Pas plus du tiers de l'actif total ou du bénéfice tiré des activités ne se trouve dans un même territoire.

## Secteurs d'activité

Entreprise de services publics	Clients			Demande de pointe		Ventes d'électricité (GWh)	Volumes de gaz (PJ)	Bénéfice (M\$)	Actif total (G\$)	2016P	
	Électricité (nombre)	Gaz (nombre)	Employés (nombre)	Électricité (MW)	Gaz (TJ)					Base tarifaire de mi-exercice (G\$)	Programme de dépenses en immobilisations (M\$)
UNS Energy	511 000	152 000	2 015	3 267	109	15 366	13	195	8,9	4,8	485
Central Hudson	300 000	79 000	966	1 059	140	5 132	24	58	3,2	1,6	228
FortisBC <sup>1</sup>	168 000	982 000	2 127	624	1 074	3 116	186	190	8,1	5,0	428
FortisAlberta	539 000	–	1 162	2 733	–	17 132	–	138	3,8	3,0	441
Services publics dans l'Est du Canada <sup>2</sup>	405 000	–	1 033	1 883	–	8 403	–	62	2,3	1,7	174
Caribbean Electric <sup>3</sup>	42 000	–	356	139	–	802	–	34	1,3	0,9	127
<b>TOTAL</b>	<b>1 965 000</b>	<b>1 213 000</b>	<b>7 659</b>	<b>9 705</b>	<b>1 323</b>	<b>49 951</b>	<b>223</b>	<b>677</b>	<b>27,6</b>	<b>17,0</b>	<b>1 883</b>

<sup>1)</sup> Comprend les sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric.

<sup>2)</sup> Comprend Newfoundland Power, Maritime Electric et FortisOntario.

<sup>3)</sup> Comprend Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos. Les données englobent 100 % des activités de Caribbean Utilities, sauf le bénéfice, qui représente la contribution de Caribbean Utilities au bénéfice consolidé de Fortis en fonction de la participation d'environ 60 % de la Société. Comprend également la participation de 33 % de la Société dans Belize Electricity.

Entreprise de services publics	Capacité de production (MW)	Employés (nombre)	Ventes d'énergie (GWh)	Bénéfice <sup>2</sup> (M\$)	Actif total (G\$)	2016P
						Programme de dépenses en immobilisations (M\$)
Fortis Generation <sup>1</sup>	407	34	844	77	1,0	18 <sup>3</sup>

<sup>1)</sup> Comprend des investissements en Colombie-Britannique, au Belize et en Ontario.

<sup>2)</sup> Les activités autres que de services publics ont contribué au bénéfice à hauteur de 114 millions \$.

<sup>3)</sup> Comprend des dépenses en immobilisations prévues d'environ 15 millions \$ pour Fortis Generation et de 3 millions \$ pour FortisBC Alternative Energy Services Inc., dont les résultats sont présentés dans le secteur Siège social et autres.

Toute l'information financière est exprimée en dollars canadiens.  
Information pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, à moins d'indication contraire.



Les services publics réglementés de Fortis desservent plus de trois millions de clients au Canada, aux États-Unis et dans les Caraïbes.

Photo : En Colombie-Britannique, les travaux de construction de la centrale hydroélectrique Expansion Waneta de 335 MW, au coût de 900 millions \$, ont pris fin en avril 2015, soit six semaines avant l'échéance, dans les limites du budget et avec une excellente fiche en matière de sécurité et de protection de l'environnement.

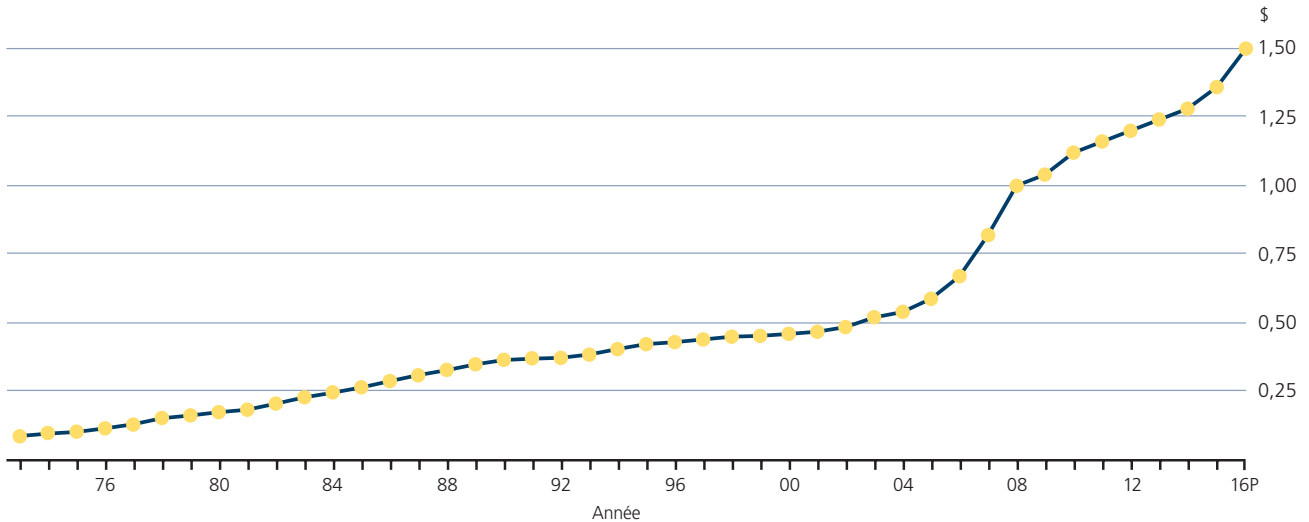
Avec un actif total d'environ 29 milliards \$, Fortis compte parmi les plus importantes entreprises de services publics d'électricité et de gaz en Amérique du Nord.



# Solide feuille de route en matière de rendement total pour les actionnaires

2015 est la 42<sup>e</sup> année d'affilée de hausse annuelle du dividende et marque l'introduction de la prévision en matière de dividendes, soit une croissance annuelle cible du dividende de 6 % en moyenne jusqu'en 2020.

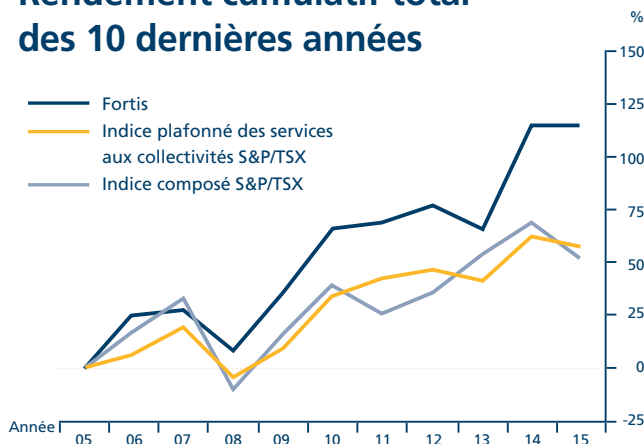
## Dividendes versés par action ordinaire



## Rendement total annualisé moyen pour les actionnaires de 8,2 % au cours des 10 dernières années

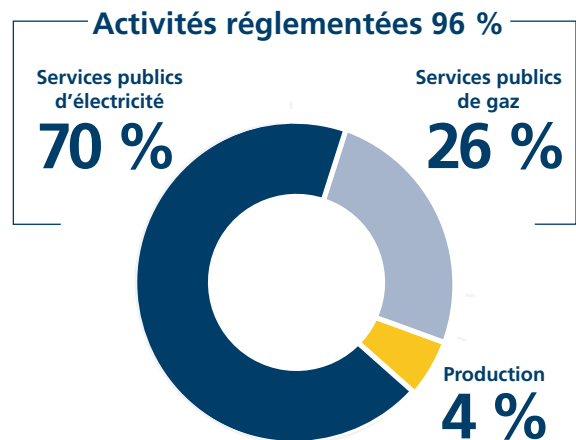
Le rendement cumulé total des 10 dernières années de 116 % pour la période close le 31 décembre 2015 est d'environ 60 % supérieur au rendement de l'indice plafonné des services aux collectivités S&P/TSX et de l'indice composé S&P/TSX.

## Rendement cumulé total des 10 dernières années



## Hausse de 9,9 % de l'actif total 29 milliards \$ (au 31 décembre 2015)

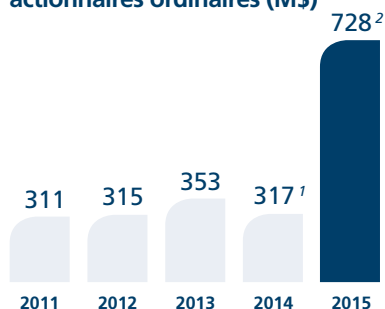
### Actif total



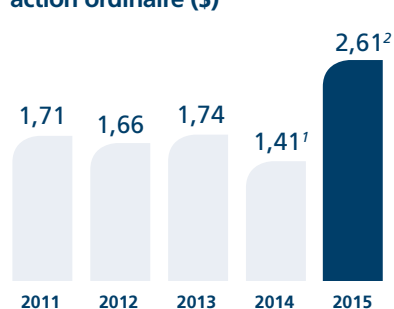
## Faits saillants financiers

Fortis a enregistré un bénéfice record en 2015, du fait de ses acquisitions d'entreprises de services publics aux États-Unis, des gains réalisés à la vente d'actifs non essentiels, de l'achèvement de la centrale hydroélectrique Waneta (Expansion Waneta) et des solides résultats enregistrés par ses entreprises de services publics au Canada.

**Bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires (M\$)**



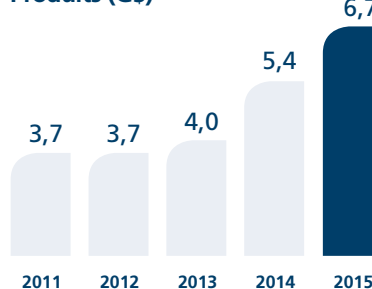
**Résultat de base par action ordinaire (\$)**



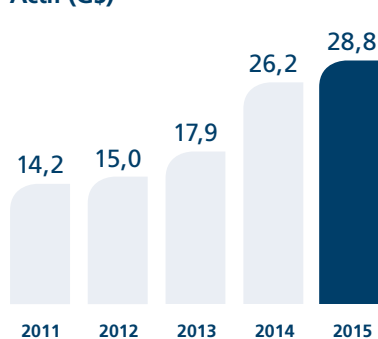
**Dépenses en immobilisations (G\$)**



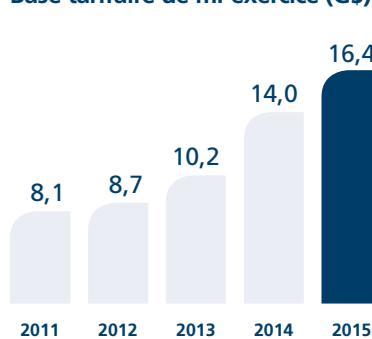
**Produits (G\$)**



**Actif (G\$)**



**Base tarifaire de mi-exercice (G\$)**



<sup>1)</sup> Les résultats ont été touchés par des éléments non récurrents en grande partie liés à l'acquisition de UNS Energy en 2014.

<sup>2)</sup> Les résultats ont été touchés par la contribution de UNS Energy pour un exercice complet, l'achèvement de l'Expansion Waneta et des éléments non récurrents en grande partie liés aux gains tirés de la vente d'actifs non essentiels.

Toute l'information financière est exprimée en dollars canadiens.  
Information pour les exercices clos les 31 décembre.



A photograph showing several construction workers in safety gear (hard hats, high-visibility vests, and jackets) working on a large trench. One worker in the foreground is wearing a red and orange safety suit with 'FORTIS BC' on the back. The trench is filled with dirt and rocks, and a large yellow pipe is visible in the foreground. In the background, there are tall evergreen trees and a clear sky. The text is overlaid on the right side of the image.

En 2015, Fortis a fait des dépenses en immobilisations records de 2,2 milliards \$ dans le cadre de son programme d'investissement de 9 milliards \$ sur cinq ans. L'investissement dans les infrastructures énergétiques fera grimper la base tarifaire de 2020 de Fortis à près de 21 milliards \$.

# Rapport aux actionnaires

## **Fortis a connu un exercice 2015 remarquable**

Nous avons fait des progrès sur les plans opérationnel et stratégique, enregistré un bénéfique record et haussé notre dividende pour la 42<sup>e</sup> année d'affilée, et nous visons une croissance annuelle moyenne du dividende de 6 % d'ici 2020. Nous avons mené à bien notre programme annuel d'immobilisations, investissant un montant record de 2,2 milliards \$ dans les infrastructures énergétiques. Nos résultats de 2015 témoignent de la vigueur de notre modèle d'affaires, de la longue expérience de notre équipe de direction et de notre capacité d'améliorer le rendement dans l'ensemble de l'organisation.

## **La vigueur et la croissance de notre activité principale : une priorité maintenue**

Notre priorité demeure la prestation de services énergétiques sûrs, fiables et abordables à nos clients et l'expansion rentable de nos activités existantes. Nous demeurons centrés sur l'exécution de notre programme d'immobilisations et continuons d'explorer d'autres possibilités d'investissements dans nos territoires de service actuels.

Notre modèle d'exploitation autonome et notre vigueur financière, soutenus par un solide bilan et des notations de crédit de qualité supérieure, nous mettent en bonne position pour assurer notre croissance future et demeurer chef de file dans le secteur des services publics en Amérique du Nord.

## **La base tarifaire devrait avoisiner les 21 milliards \$ en 2020**

Au cours de la période de cinq ans allant jusqu'en 2020, compte non tenu de l'acquisition d'ITC Holdings Corp., notre programme d'investissement dans nos activités existantes devrait atteindre environ 9 milliards \$. Cet investissement dans les infrastructures énergétiques devrait faire augmenter la base tarifaire, qui atteindra près de 21 milliards \$ en 2020, outre les nouvelles acquisitions, et générer un taux de croissance annuel composé sur cinq ans d'environ 5 %.

**Fortis demeure centrée sur le maintien  
de son statut de chef de file**

dans le secteur des services publics en Amérique du Nord,  
et sa vision stratégique s'inscrit dans ses objectifs de réaliser  
une croissance rentable à long terme et de créer de  
la valeur pour les actionnaires.



Barry Perry, président et chef de la direction, Fortis Inc. (à gauche) et David Norris, président du conseil d'administration, Fortis Inc. (à droite).

# Rapport aux actionnaires

## Solide rendement financier

Nous avons dégagé un bénéfice net record de 728 millions \$, ou 2,61 \$ par action ordinaire. Nos solides résultats financiers de 2015 sont attribuables à divers facteurs. Nous avons réussi à vendre des actifs non essentiels en réalisant des gains importants. L'acquisition de UNS Energy, que nous avons conclue en août 2014, a clairement eu une incidence importante sur nos résultats, contribuant 195 millions \$ au bénéfice. L'achèvement des travaux de construction de la centrale hydroélectrique Waneta (Expansion Waneta), la vigueur du dollar américain par rapport au dollar canadien, le solide rendement de nos entreprises de services publics canadiennes et le rajustement des tarifs de Central Hudson ont aussi été des facteurs favorables. Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté pour 2015 s'est établi à 589 millions \$, ou 2,11 \$ par action ordinaire, une hausse de 195 millions \$, ou 0,36 \$ par action ordinaire, par rapport à 2014. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont atteint 1,7 milliard \$, soit une hausse de 70 % par rapport à l'exercice précédent attribuable essentiellement à une augmentation des bénéfices en trésorerie.

## Dépenses en immobilisations records

Les dépenses en immobilisations consolidées ont totalisé 2,2 milliards \$ en 2015, ce qui constitue le plus important programme d'investissement de l'histoire de Fortis. Ces investissements stimulent la croissance de notre base tarifaire, laquelle à mi-exercice s'établissait à 16,4 milliards \$. La plupart de nos projets d'investissement sont petits et très réalisables mais, en 2015, nous avons terminé avec succès notre plus important projet à ce jour : l'Expansion Waneta, centrale de 335 mégawatts (MW), au coût de 900 millions \$. Nous avons aussi poursuivi d'autres projets au sein de nos entreprises, dont les plus importants sont décrits ci-dessous.

### *FortisBC Energy – expansion des installations de GNL de Tilbury*

En 2015, les travaux de construction ont consisté surtout à aménager les lieux destinés au réservoir de stockage et au processus de liquéfaction. Nous prévoyons que le projet, qui comprend l'installation d'un deuxième réservoir de gaz naturel liquéfié (GNL) et d'un nouveau liquéfacteur, sera terminé vers la fin de 2016. Le coût total du projet à la fin de 2015 approchait 326 millions \$, dont un montant de 181 millions \$ a été investi en 2015.

### *FortisAlberta – Programme de gestion des poteaux*

Au cours de 2015, FortisAlberta a poursuivi les travaux de remplacement des vieux poteaux dans le cadre de son programme de gestion des poteaux. Le coût en capital du programme jusqu'en 2020 devrait totaliser environ 336 millions \$, dont un montant de 41 millions \$ a été investi en 2015, pour un total de 200 millions \$ à ce jour.

### *UNS Energy – Programme d'installations solaires résidentielles et projet de transport à Pinal*

UNS Energy, qui se classe parmi les dix plus grandes entreprises de services publics aux États-Unis pour l'installation de nouvelle capacité solaire et les ajouts par habitant à son portefeuille d'énergie solaire, a poursuivi son programme d'installations solaires résidentielles en partenariat avec des entreprises locales de produits d'énergie solaire. Ce partenariat permet à UNS Energy de se porter acquéreur de systèmes de toit solaire et de les installer chez les clients résidentiels. Le total du coût en capital du programme jusqu'en 2020 devrait atteindre environ 82 millions \$ US, dont un montant de 16 millions \$ US devrait être dépensé en 2016. UNS Energy a également terminé le projet de transport de Pinal en 2015, au coût total de 79 millions \$ US. Ce projet comprenait la construction d'une ligne de transport de 500 kilovolts (kV) dans le comté de Pinal afin d'augmenter la capacité d'importation de UNS Energy à partir de l'unité 3 de la rivière Gila et du point d'échange de Palo Verde.

## Des progrès considérables dans le secteur de l'énergie renouvelable

En partenariat avec Columbia Power Corporation et Columbia Basin Trust, Fortis a achevé la construction de la centrale Expansion Waneta de 335 MW près de Trail, en Colombie-Britannique. La production de l'Expansion Waneta est vendue à BC Hydro et FortisBC en vertu de contrats de 40 ans. L'Expansion Waneta est une seconde centrale de production qui utilise la charge hydraulique existante pour générer de l'énergie propre, renouvelable et rentable à partir d'un potentiel hydraulique qui serait autrement gaspillé. Le projet comprenait la construction d'une ligne de transport de 230 kV sur 10 kilomètres et la centrale fournira assez d'énergie pour alimenter environ 60 000 foyers par année. Les travaux ont pris fin six semaines avant l'échéance et dans les limites du budget, et avec une excellente fiche en matière de sécurité et de protection de l'environnement.

## Solides paramètres de crédit

Il est prioritaire pour nous de maintenir des notations de crédit de qualité supérieure au moyen d'un bilan solide et d'abondantes liquidités. À la fin de l'exercice, nous avons des fonds disponibles d'environ 2,4 milliards \$ sur nos facilités de crédit consolidées.

## **Notre confiance guide notre nouvelle cible de dividende**

La vigueur de notre entreprise et la confiance que nous avons dans notre avenir nous ont permis en 2015 de hausser notre dividende deux fois et d'instaurer une cible de dividende. Nous avons terminé l'exercice avec un dividende trimestriel qui se traduit par un dividende annualisé de 1,50 \$ par action, et nous ciblons une croissance annuelle moyenne du dividende de 6 % jusqu'en 2020. Nous sommes fiers de notre record de 42 années d'affilée de hausses annuelles du dividende, et nous croyons que nos activités peu risquées, prévisibles et diversifiées nous permettront d'atteindre nos cibles de croissance du dividende.

## **Recentrage sur nos activités principales de services publics réglementés**

Après deux acquisitions importantes en deux ans, nous nous sommes concentrés en 2015 sur nos activités principales et l'intégration de UNS Energy, notre entreprise de services publics en Arizona. Dans le cadre de nos efforts de recentrage sur nos activités principales de services publics en 2015, nous avons vendu nos immeubles commerciaux et hôteliers, ainsi que certains petits actifs de production non réglementée. Ces ventes ont rapporté près de 900 millions \$ qui ont servi principalement à rembourser les emprunts sur les facilités de crédit, la plupart ayant été effectués pour financer l'acquisition de UNS Energy.

## **Nous continuons de rechercher des possibilités d'investissement dans l'infrastructure énergétique**

Même si Fortis croit que les investissements dans ses activités actuelles de services publics produiront une croissance à long terme soutenue de la base tarifaire, des bénéfices et du rendement pour les actionnaires, elle s'est aussi engagée à trouver et à saisir des occasions de croissance par des investissements dans ses zones de service actuelles.

Nous avons respecté cet engagement en annonçant en décembre l'acquisition de l'installation d'entreposage de gaz naturel Aitken Creek (Aitken Creek) pour environ 266 millions \$ US. Aitken Creek est la plus importante installation d'entreposage de gaz naturel en Colombie-Britannique, avec une capacité totale de 77 milliards de pieds cubes et fait partie intégrante du réseau de transport de gaz naturel de l'Ouest canadien. Nous prévoyons que cette transaction sera conclue au premier semestre de 2016.

## **Calendrier d'instances réglementaires chargé**

Fortis continue de maintenir des relations constructives avec les autorités réglementaires et de solliciter des décisions favorables pour les entreprises de services publics. Notre calendrier d'instances réglementaires demeure chargé. Certaines décisions importantes ont été rendues, et certains dossiers ont progressé en 2015, y compris le règlement d'une demande de tarifs sur trois ans qui a donné lieu à un rajustement des tarifs de Central Hudson à compter du 1<sup>er</sup> juillet, ainsi que l'obtention de décisions sur les demandes de suivi du capital et une instance générale sur le coût du capital pour FortisAlberta.

Nous prévoyons que le calendrier de 2016 sera chargé lui aussi, étant donné que des demandes tarifaires générales ont été déposées, dont une par Tucson Electric Power afin d'obtenir de nouveaux tarifs de détail qui entreront en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2017 et une autre par Newfoundland Power afin d'obtenir de nouveaux tarifs qui entreront en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2016; et compte tenu de l'instance intitulée Reforming the Energy Vision qui est en cours dans l'État de New York; de l'instance générale sur le coût du capital en Colombie-Britannique et en Alberta; et d'une demande de suivi du capital pour FortisAlberta.

## **Donner aux dirigeants le pouvoir de faire croître notre entreprise**

Nous continuons de donner aux dirigeants de nos entreprises de services publics le pouvoir de stimuler le rendement, de saisir de nouvelles possibilités d'investissement et de favoriser le développement de talents. La gestion et le développement de talents à l'échelle de l'entreprise ont été élevés au rang de priorité stratégique au moment de nous préparer à franchir une nouvelle étape de croissance pour Fortis. Dans le cadre de cette initiative, nous avons nommé Nora Duke à titre de vice-présidente directrice, services aux entreprises et chef des ressources humaines. M<sup>me</sup> Duke est une vétérane de Fortis puisqu'elle cumule presque 30 années de service, plus récemment à titre de présidente et chef de la direction de Fortis Properties.

## **Préservation de l'environnement – Fortis à l'avant-garde du changement dans l'industrie**

L'industrie nord-américaine des services publics d'électricité continue de se transformer et d'évoluer. Les changements les plus notables comprennent la vive attention qu'elle porte aux initiatives de production d'énergie propre et de conservation de l'énergie, tout en préservant l'équilibre entre les progrès technologiques et l'évolution des besoins des clients. Étant donné l'utilisation accrue de l'énergie solaire et l'abandon massif du charbon en Arizona, en plus de l'importante réforme réglementaire en cours dans l'État de New York, les filiales de Fortis aux États-Unis participent à un grand nombre des tendances clés dans l'industrie.

Notre stratégie consiste à nous positionner pour saisir les possibilités, à favoriser l'atteinte d'objectifs d'intérêt public et, avec l'appui des clients et des organismes de réglementation, à soutenir les solutions qui préservent la solidité du réseau et le rôle des entreprises de services publics en place. C'est ainsi que nous pourrons réaliser nos objectifs de croissance.

# Rapport aux actionnaires

## Acquisition d'ITC Holdings Corp.

Fortis s'est développée en faisant des acquisitions stratégiques qui ont contribué à sa solide croissance interne au cours de la dernière décennie. Le 9 février 2016, Fortis a annoncé qu'elle fera l'acquisition d'ITC Holdings Corp. (ITC) dans le cadre d'une transaction évaluée à environ 11,3 milliards \$ US. Nous prévoyons que cette acquisition relative s'inscrira dans notre stratégie de croissance, en plus de renforcer et de diversifier nos actifs.

ITC est la plus importante société de services publics indépendante des États-Unis qui évolue exclusivement dans le transport. Établie au Michigan, la société possède et exploite des infrastructures de transport à haute tension. Elle répond à une demande de pointe combinée de plus de 26 000 MW sur environ 15 600 milles de circuits de lignes de transport. La base tarifaire d'ITC devrait croître à un taux annuel composé d'environ 7,5 % d'ici 2018, et ses tarifs sont réglementés par la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), une autorité de réglementation des services publics connue pour ses politiques parmi les plus souples en Amérique du Nord quant aux ratios de rendement et de capitaux propres.

La société combinée sera l'une des plus importantes sociétés ouvertes de services publics en Amérique du Nord, avec une base tarifaire de mi-exercice 2016 consolidée prévue de 26 milliards \$. Après la conclusion de l'acquisition, nos entreprises de services publics aux États-Unis représenteront environ 60 % de nos actifs réglementés et des bénéfices que nous en tirons. Dans le cadre de la transaction ITC, Fortis prévoit inscrire ses actions ordinaires à la Bourse de New York (NYSE) sous le symbole FTS. L'inscription à la NYSE offrira l'accès à un plus grand bassin de capitaux et augmentera vraisemblablement le volume de transactions sur notre action.

Les actionnaires peuvent s'attendre à recevoir d'autres nouvelles en 2016 à mesure que nous franchirons les étapes clés menant à la clôture de la transaction, y compris l'approbation des actionnaires pour les deux sociétés et diverses approbations réglementaires. La transaction devrait être conclue à la fin de 2016.

## L'avenir

Fortis poursuit sa solide stratégie qui a fait ses preuves : s'affirmer comme une entreprise de services publics bien gérée, très diversifiée et peu risquée qui mise sur une approche rigoureuse et réfléchie en matière de croissance.

Fortis demeure centrée sur le maintien de son statut de chef de file dans le secteur des services publics en Amérique du Nord, et sa vision stratégique s'inscrit dans ses objectifs de réaliser une croissance rentable à long terme et de créer de la valeur pour les actionnaires. La croissance du résultat par action ordinaire et le rendement total pour les actionnaires sont les principales mesures de notre rendement financier et d'exploitation.

Au cours de la période de 10 ans close le 31 décembre 2015, le résultat par action ordinaire de Fortis s'est accru à un taux annuel composé de 4,6 %, sur une base ajustée. Au cours de la même période, Fortis a dégagé pour ses actionnaires un rendement total annualisé moyen de 8,2 %, surpassant l'indice plafonné des services aux collectivités S&P/TSX et l'indice composé S&P/TSX, qui ont affiché un rendement annualisé moyen de respectivement 4,6 % et 4,2 % au cours de la même période.

De toute évidence, nous avons confiance en l'avenir de Fortis. Notre réussite à ce jour et nos perspectives d'avenir ont été et seront toujours le fruit de l'énorme travail accompli par notre personnel compétent et dévoué, et de la solide culture d'entreprise de Fortis. C'est à chacun de nos employés, par son dévouement et son engagement, que Fortis doit son succès. Merci de votre contribution continue.

C'est avec regret que nous vous informons de la démission de Paul Bonavia de notre conseil d'administration, en février 2016. M. Bonavia a dû se retirer du conseil de Fortis pour rester en conformité avec les règles d'une autre entité dont il est administrateur. Nous désirons exprimer à Paul notre profonde reconnaissance pour son point de vue éclairé et sa précieuse contribution au conseil, et lui souhaitons beaucoup de succès. Enfin, nous offrons également nos plus sincères remerciements à tous nos collègues du conseil d'administration pour leur dévouement, leurs conseils et leur soutien indéfectible.

Au nom du conseil d'administration,



David G. Norris  
Président du conseil  
d'administration,  
Fortis Inc.



Barry V. Perry  
Président et  
chef de la direction,  
Fortis Inc.

## Bourse d'études H. Stanley Marshall – Memorial de Fortis Inc.

H. Stanley Marshall a pris sa retraite à titre de président et chef de la direction en 2014, après avoir légué à Fortis un héritage formidable. Il laisse une empreinte indélébile sur notre culture, notre vision et nos valeurs.

En 2015, Fortis a créé une bourse d'études en reconnaissance de la contribution de M. Marshall au succès de la Société. La *bourse d'études H. Stanley Marshall – Memorial de Fortis Inc.* viendra en aide aux étudiants de premier cycle d'un pays des Caraïbes admis dans une école professionnelle ou une faculté de la Memorial University de Terre-Neuve. Fortis a établi un lien solide avec les Caraïbes en raison des activités qu'elle y mène depuis 1999, année de l'acquisition d'une entreprise de services publics d'électricité du Belize.



## Hommage à notre passé

Pour renouer avec son histoire et ses racines terre-neuviennes dont elle est fière, et pour rendre hommage à son patrimoine provincial, Fortis est devenue un leader du centenaire en faisant un don de 3,25 millions \$ dans le cadre de la campagne de financement *Where Once They Stood We Stand*.

Avec ce don, Fortis est devenue le principal partenaire à commémorer la contribution de Terre-Neuve à la Première Guerre mondiale et à la Bataille de Beaumont-Hamel. La salle d'exposition sur la Première Guerre mondiale et la galerie The Rooms serviront de monument perpétuel soulignant la contribution de Terre-Neuve à la Première Guerre mondiale. Les donateurs leaders du centenaire inaugureront le monument le 1<sup>er</sup> juillet 2016, et le dédieront à tous ceux qui ont servi à l'étranger et au Canada.

Nous invitons tous les Terre-Neuviens et les visiteurs à se joindre à nous et à d'autres amis à l'occasion du dévoilement de cet important monument honorant la mémoire de ceux et celles qui ont servi Terre-Neuve et l'Empire britannique.



Crédit photo : The Rooms : NA 3106. Ouverture du parc Mémorial terre-neuvien de Beaumont-Hamel, le 7 juin 1925, en France.

## Table des matières

Énoncés prospectifs.....	14
Aperçu de la Société.....	16
Stratégie de la Société.....	18
Tendances, occasions et risques principaux.....	19
Éléments importants en 2015.....	21
Sommaire des faits saillants financiers.....	22
Résultats d'exploitation consolidés.....	24
Résultats d'exploitation sectoriels.....	26
Entreprises de services publics réglementés.....	26
Entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz aux États-Unis.....	26
UNS Energy.....	26
Central Hudson.....	27
Entreprise de services publics réglementés de gaz au Canada.....	28
FortisBC Energy.....	28
Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada.....	28
FortisAlberta.....	28
FortisBC Electric.....	29
Entreprises de services publics d'électricité dans l'est du Canada.....	29
Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes.....	30
Activités non réglementées.....	30
Activités non réglementées – Fortis Generation.....	30
Activités non réglementées – Autres que de services publics.....	31
Siège social et autres.....	31
Faits saillants en matière de réglementation.....	32
Nature de la réglementation.....	32
Principales décisions et demandes réglementaires.....	33
Situation financière consolidée.....	36
Situation de trésorerie et sources de financement.....	37
Sommaire des flux de trésorerie consolidés.....	37
Obligations contractuelles.....	40
Structure du capital.....	42
Notes de crédit.....	43
Programme d'investissement.....	43
Occasions d'investissement additionnels.....	46
Besoins en flux de trésorerie.....	46
Facilités de crédit.....	47
Arrangements hors bilan.....	48
Gestion des risques d'affaires.....	49
Modifications de méthodes comptables.....	62
Prises de position comptables futures.....	63
Instruments financiers.....	64
Estimations comptables critiques.....	66
Opérations entre parties liées.....	73
Principales informations financières annuelles.....	73
Résultats du quatrième trimestre.....	75
Sommaire des résultats trimestriels.....	77
Évaluation par la direction des contrôles et procédures de communication de l'information et des contrôles internes à l'égard de l'information financière.....	78
Événements postérieurs à la date du bilan.....	78
Perspectives.....	79
Données sur les actions en circulation.....	80

En date du 17 février 2016

## 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 2015. L'information financière pour 2015 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 », « cibler » 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 actuellement disponibles. L'information prospective contenue dans le présent rapport de gestion comprend, sans s'y limiter : des affirmations se rapportant à l'acquisition d'ITC Holdings Corp. (« ITC »), l'échéancier attendu et les conditions de clôture de l'acquisition d'ITC, y compris les approbations des actionnaires d'ITC et de Fortis, les approbations des autorités réglementaires, les approbations gouvernementales et les diverses conditions habituelles de clôture; la prévision que Fortis empruntera des fonds pour régler son obligation quant à la portion en espèces du prix d'achat et qu'elle émettra des titres pour payer le solde; la prise en charge de la dette d'ITC et la conservation des notations financières de première qualité; l'incidence de l'acquisition sur le bénéfice, la base tarifaire de mi-exercice, la notation de crédit, la valeur d'entreprise et le taux de croissance annuel moyen estimés de la Société; les attentes que l'acquisition d'ITC donnera lieu à une hausse du bénéfice dès la première année suivant la clôture, la prévision que l'acquisition permettra à Fortis d'atteindre sa cible de croissance annuelle moyenne pour son dividende; la prévision que la Société s'inscrira auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis et inscrira ses actions ordinaires à la cote de la Bourse de New York dans le cadre de l'acquisition; la prévision que Fortis trouvera un ou plusieurs investisseurs minoritaires pour investir dans ITC; le dividende annualisé sur actions ordinaires pour 2016; la cible de croissance annuelle du dividende jusqu'en 2020; la prévision qu'il y aura une importante réduction de l'utilisation du charbon dans certaines installations de production de UNS Energy d'ici 2022; l'acquisition d'une participation en actions dans l'installation d'entreposage de gaz naturel Aitken Creek; l'échéancier prévu, le total du produit qui est attendu et les conditions préalables à la clôture de cette acquisition, y compris l'approbation réglementaire; le moment prévu du dépôt des demandes réglementaires et de la réception et de l'issue des décisions réglementaires; la prévision que la base tarifaire de mi-exercice sera augmentée de 2016 à 2020; les dépenses en immobilisations brutes consolidées prévisionnelles de la Société pour 2016 et le total pour la période de cinq ans de 2016 à 2020; la nature, le calendrier et les coûts prévus de certains projets d'investissement, y compris, sans toutefois s'y limiter, l'expansion des installations de gaz naturel liquéfié (« GNL ») à Tilbury, l'expansion du pipeline de la centrale de GNL de Woodfibre,*



*l'aménagement d'une centrale diesel sur l'île Grand Caiman, le programme d'énergie solaire résidentielle, le programme de remplacement des conduites de gaz principales, la mise à niveau du réseau de la vallée du bas Fraser, le programme de gestion des poteaux, et les occasions additionnelles, y compris le transport d'électricité, la production et les infrastructures relatives au GNL et à l'énergie renouvelable; la prévision que l'important programme d'investissement de la Société favorisera la croissance continue du bénéfice et des dividendes; la prévision que les besoins de liquidités liés à la réalisation des programmes d'immobilisations des filiales seront financés grâce à une combinaison des flux de trésorerie provenant de l'exploitation, d'emprunts sur les facilités de crédit, d'injections de capitaux par Fortis et d'émissions de titres de créance à long terme; la capacité escomptée des filiales de la Société d'obtenir les liquidités nécessaires au financement de leurs programmes de dépenses en immobilisations de 2016, de leurs charges d'exploitation et intérêts débiteurs, et de leurs versements de dividendes; les échéances et les remboursements de la dette à terme fixe consolidée prévus en 2016 et en moyenne annuellement au cours des cinq prochains exercices; l'attente selon laquelle la dette à long terme ne sera pas réglée avant l'échéance; la prévision que la Société et ses filiales continueront de bénéficier d'un accès à coût raisonnable à des capitaux à court et à long terme; la prévision que la combinaison des facilités de crédit disponibles et les échéances et les remboursements de titres de créance d'un montant annuel 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 de respecter les clauses restrictives de leur dette au cours de 2016; l'intention de la direction de couvrir les fluctuations futures des taux de change et de surveiller son exposition aux monnaies étrangères; l'attente selon laquelle la conjoncture économique en Arizona s'améliorera; la prévision que tout passif lié à des actions en justice en cours n'aura pas d'incidence néfaste importante sur la situation financière consolidée et les résultats d'exploitation consolidés de la Société; et l'attente selon laquelle l'adoption de prises de position comptable futures n'aura pas d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société.*

*Les prévisions et projections utilisées pour formuler les énoncés prospectifs sont fondées sur des hypothèses qui comprennent, sans s'y limiter : la réception des décisions réglementaires applicables et des ordonnances tarifaires demandées, la réception d'aucune décision réglementaire défavorable importante, et la prévision d'une stabilité réglementaire; aucun dépassement important des dépenses en immobilisations et des coûts de financement relatifs aux projets d'investissement de la Société, la réalisation d'autres possibilités comprenant des infrastructures et la production de gaz naturel; la déclaration de dividende au gré du conseil d'administration compte tenu de la performance et de la situation financière de la Société; l'absence 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 d'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; des liquidités et des sources de financement suffisantes; le maintien de mécanismes réglementaires approuvés permettant de transférer les coûts du gaz naturel et de l'approvisionnement énergétique dans les tarifs imposés à la clientèle; la capacité de couvrir l'exposition aux fluctuations des taux de change et des prix du gaz naturel et de l'électricité; pas de défauts importants de la part de contreparties; la compétitivité soutenue 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, en charbon 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 à même 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 de la Société 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; les lois et règlements environnementaux nouveaux ou révisés n'auront pas une incidence importante sur les résultats d'exploitation; le maintien de couvertures d'assurance adéquates; la capacité d'obtenir et de 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, des Normes internationales d'information financière permettant la comptabilisation d'actifs et de passifs réglementaires; la possibilité de continuer de 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 de relations favorables avec les Premières Nations; des relations de travail favorables; le fait que la Société puisse raisonnablement évaluer le bien-fondé et la responsabilité potentielle des actions en justice en cours; et le maintien 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 risques pour 2016 comprennent, sans s'y limiter : l'incertitude entourant la réalisation de l'acquisition d'ITC, y compris, sans s'y limiter, l'obtention des approbations des actionnaires d'ITC et de Fortis, l'obtention des approbations des autorités réglementaires et d'autres organismes gouvernementaux, la disponibilité ou non de sources de financement en temps opportun à des conditions avantageuses ou à des conditions raisonnables sur le plan commercial et le respect ou l'exonération de l'obligation de satisfaire à certaines autres conditions à la clôture; l'incertitude entourant la réalisation de certains avantages, sinon la totalité des avantages, attendus de l'acquisition d'ITC; l'incertitude entourant l'issue des instances réglementaires des entreprises de services publics de la Société; l'incertitude attribuable à l'incidence qu'un contexte continu de bas taux d'intérêt pourrait avoir sur le taux de rendement autorisé pour les actionnaires ordinaires des entreprises de services publics de la Société; l'incidence des fluctuations des taux de change; et le risque associé à l'incidence d'une conjoncture économique moins favorable sur les résultats d'exploitation de la Société.*

*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



Karl Smith, *Vice-président directeur, directeur des finances, Fortis Inc.*

Fortis est un chef de file sur le marché nord-américain des entreprises de services publics de production d'électricité et de gaz, avec des actifs totalisant environ 29 milliards \$ et des produits d'exploitation pour l'exercice 2015 de 6,7 milliards \$. Les actifs de la Société sont réglementés à environ 96 % (70 % pour l'électricité, 26 % pour le gaz) et les 4 % restants font partie des activités hydroélectriques visées par des contrats à long terme. Les entreprises de services publics réglementées que la Société détient servent plus de 3 millions de clients au Canada, aux États-Unis et dans les Caraïbes. En 2015, les réseaux de distribution d'électricité de la Société ont répondu à une demande de pointe combinée de 9 705 mégawatts (« MW ») et ses réseaux de distribution de gaz ont répondu à une demande de pointe quotidienne de 1 323 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 surtout d'après la réglementation fondée sur le coût du service et, dans certains territoires, des mécanismes de tarification axée sur le rendement (« TAR »). De manière générale, en vertu de la réglementation fondée sur le coût du service, les organismes de réglementation respectifs établissent les tarifs de l'électricité et du gaz 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 réglementaire réputée 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. Si une année témoin historique est utilisée pour établir les tarifs facturés à la clientèle, il peut y avoir un décalage attribuable à la réglementation entre le moment où les coûts sont engagés et celui où ils sont reflétés dans les tarifs facturés à la clientèle. Lorsque des mécanismes de TAR sont utilisés pour établir 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 de 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 ou son RAB autorisés.

Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés peut subir 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 ordinaire attribuables 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 changements dans le nombre de clients et 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) le décalage attribuable à la réglementation quand une année témoin historique est utilisée. 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 dans le 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.

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. En outre, Fortis détient des placements dans des actifs de production non réglementés, secteur d'activité traité 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 avec grande 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 entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz se présente comme suit.

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

- a. *UNS Energy* : Englobe principalement Tucson Electric Power Company (« TEP »), UNS Electric, Inc. (« UNS Electric ») et UNS Gas, Inc. (« UNS Gas ») (collectivement, les « entreprises de services publics UNS »), acquises par Fortis en août 2014.

TEP, la plus importante filiale d'exploitation de UNS Energy, est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée verticalement. TEP produit et transporte de l'électricité et en distribue à environ 417 000 clients de détail dans le sud-est de l'Arizona, y compris dans la grande région métropolitaine de Tucson, dans le comté de Pima, de même que dans certaines zones du comté de Cochise. TEP vend également de l'électricité à d'autres entités situées dans l'ouest des États-Unis.

UNS Electric est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée verticalement qui produit et transporte de l'électricité et en distribue à environ 94 000 clients de détail dans les comtés de Mohave et de Santa Cruz, en Arizona.

À l'heure actuelle, TEP et UNS Electric possèdent des ressources de production ayant une capacité globale de 2 799 MW, y compris 54 MW de capacité de production d'énergie solaire. Plusieurs des actifs de production dans lesquels TEP et UNS Electric détiennent une participation sont détenus en propriété conjointe. Au 31 décembre 2015, environ 43 % de la capacité de production étaient alimentés au charbon.

UNS Gas est une entreprise de services publics réglementés de distribution de gaz qui sert environ 152 000 clients de détail dans les comtés de Mohave, de Yavapai, de Coconino, de Navajo et de Santa Cruz, en Arizona.

- b. *Central Hudson* : Central Hudson Gas & Electric Corporation (« Central Hudson ») fournit des services publics réglementés de transport et de distribution à quelque 300 000 consommateurs d'électricité et 79 000 consommateurs de gaz naturel dans huit comtés de la région médiane de la vallée de l'Hudson dans l'État de New York. La société détient une capacité de production hydroélectrique et alimentée au gaz totalisant 64 MW.

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

*FortisBC Energy* : comprend principalement FortisBC Energy Inc. (« FortisBC Energy » ou « FEI ») et, avant le 31 décembre 2014, FortisBC Energy (Vancouver Island) Inc. (« FEVI ») et FortisBC Energy (Whistler) Inc. (« FEWI »). Le 31 décembre 2014, FEI, FEVI et FEWI ont fusionné et FEI est la société issue de la fusion. FEI est la plus importante société de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique et sert environ 982 000 clients dans plus de 135 communautés. Les principales zones de service de FEI sont les régions de la vallée du bas Fraser, de l'île de Vancouver et de Whistler en Colombie-Britannique. FEI fournit des services de transport et de distribution à sa clientèle, et achète du gaz naturel pour revente à une clientèle surtout résidentielle, commerciale et industrielle. 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.

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

- a. *FortisAlberta* : FortisAlberta Inc. (« 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 539 000 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 168 000 clients. FortisBC Inc. possède quatre centrales hydroélectriques dont la puissance combinée s'élève à 225 MW. La part du secteur 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 Expansion Waneta de 335 MW (« l'Expansion Waneta »), propriété de Fortis et de Columbia Power Corporation et de Columbia Basin Trust (« CPC/CBT »), 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 CPC/CBT, et de la centrale hydroélectrique Arrow Lakes de 185 MW, propriété de CPC/CBT.
- c. *Est du Canada* : Comprend Newfoundland Power Inc. (« Newfoundland Power »), Maritime Electric Company, Limited (« Maritime Electric ») et FortisOntario Inc. (« FortisOntario »). 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 qui sert environ 262 000 clients. La société possède une capacité de production installée de 139 MW, dont 97 MW d'origine hydroélectrique. 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 ») qui sert quelque 78 000 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 environ 65 000 clients de Fort Erie, de Cornwall, de Gananoque, de Port Colborne et du district d'Algoma, en Ontario. FortisOntario exploite principalement 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 »).

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

Les entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes comprennent la participation conférant le contrôle d'environ 60 % de la Société dans Caribbean Utilities Company, Ltd. (« Caribbean Utilities »), (60 % au 31 décembre 2014), Fortis Turks and Caicos, et la participation en actions de 33 % de la Société dans Belize Electricity Limited (« Belize Electricity »). 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, qui sert environ 28 000 clients. La société possède une capacité de production au diesel installée de 132 MW. Caribbean Utilities est une société ouverte cotée à la Bourse de Toronto (« TSX ») (TSX : CUP.U). Fortis Turks and Caicos comprend deux sociétés de services publics d'électricité intégrées qui servent quelque 14 000 clients dans certaines îles de Turks et Caicos. Les entreprises de services publics possèdent une capacité de production au diesel combinée de 82 MW. Belize Electricity est une société de services publics d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité au Belize.

## Activités non réglementées – Fortis Generation

Fortis Generation se compose principalement des actifs de production visés par des contrats à long terme en Colombie-Britannique et au Belize. En Colombie-Britannique, les actifs de production se composent de la participation conférant le contrôle de 51 % de la Société dans l'Expansion Waneta d'une puissance de 335 MW. La construction de l'Expansion Waneta s'est achevée en avril 2015, et la production est vendue à BC Hydro et à FortisBC Electric en vertu de contrats de 40 ans. La participation conférant le contrôle de 51 % de l'Expansion Waneta est détenue par la société en commandite Expansion Waneta (« société Waneta »), CPC/CBT détenant les 49 % restants.

Les actifs de production au Belize comprennent trois centrales hydroélectriques d'une capacité combinée de 51 MW. La production de ces installations est vendue en totalité à Belize Electricity en vertu de contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») 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.

Au 31 décembre 2015, la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Walden de 16 MW était classée comme détenue en vue de la vente.

En juin 2015 et en juillet 2015 respectivement, la Société a vendu ses actifs de production non réglementée dans le nord-ouest de l'État de New York et en Ontario.

## Activités non réglementées – autres que de services publics

Les activités autres que de services publics comprenaient auparavant Fortis Properties Corporation (« Fortis Properties ») et Griffith Energy Services, Inc. (« Griffith »). Fortis Properties a conclu la vente de ses actifs d'immeubles commerciaux en juin 2015 et la vente de ses actifs hôteliers en octobre 2015. Pour plus d'information, voir la rubrique « Éléments importants » du présent rapport de gestion. Griffith a été vendue en mars 2014.

## 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. Le secteur Siège social et autres comprend le montant net des charges du siège social de Fortis et des charges de sociétés de gestion non réglementées de FortisBC Holdings Inc. (« FHI »), CH Energy Group, Inc. et UNS Energy Corporation. 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 géoéchange.

## STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

La principale activité de Fortis est la propriété et l'exploitation d'entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz. La Société veut rester un leader nord-américain des services publics, et sa vision stratégique est guidée par des objectifs de croissance rentable à long terme et la croissance de la valeur pour les actionnaires. Le résultat par action ordinaire et le rendement total pour les actionnaires sont les principales mesures du rendement financier.

Au cours de la période de dix exercices close le 31 décembre 2015, le résultat par action ordinaire de Fortis s'est accru à un taux annuel composé de 4,6 %, sur une base ajustée. Pour la même période, Fortis a dégagé pour ses actionnaires un rendement total annualisé moyen d'environ 8,2 %, surpassant l'indice plafonné des services aux collectivités S&P/TSX et l'indice composé S&P/TSX, qui ont affiché un rendement annualisé moyen respectif de 4,6 % et 4,2 % pour la même période.

L'expansion rentable continue des activités existantes demeure la priorité de la Société. La direction continue de voir à l'exécution du programme d'investissement consolidé et d'explorer les territoires de service existants afin de trouver de nouveaux créneaux d'investissement. Fortis a également démontré sa capacité de faire l'acquisition d'entreprises de services publics réglementés additionnels au Canada et aux États-Unis. Le modèle d'autonomie et la solidité financière de la Société, grâce à un bilan solide et des notes de crédit de première qualité, jettent des bases propices pour des investissements futurs dans des zones de services actuelles et d'autres zones de concession.

## TENDANCES, OCCASIONS ET RISQUES PRINCIPAUX

**Acquisition prochaine d'ITC Holdings Corp.** : Le 9 février 2016, Fortis et ITC Holdings Corp. (« ITC ») (NYSE : ITC) ont conclu un accord de fusion en vertu duquel Fortis acquerra ITC dans le cadre d'une transaction (l'« acquisition ») évaluée à environ 11,3 milliards \$ US, montant fondé sur le cours de clôture de l'action ordinaire de Fortis et le taux de change le 8 février 2016. Pour des renseignements sur l'acquisition, y compris des renseignements sur la transaction, des détails sur la stratégie et sur le financement de l'acquisition, se reporter à la rubrique « Événement postérieur à la clôture » du présent rapport de gestion, et pour une analyse sur les risques liés à l'acquisition, se reporter à la rubrique « Gestion des risques d'affaires – risques liés à l'acquisition d'ITC » du présent rapport de gestion.

**Développements dans le secteur des services publics d'électricité** : Le secteur nord-américain des services publics d'électricité a connu des changements importants au cours des dernières années. Parmi les plus marquants figurent la constance des initiatives de production d'énergie propre et de conservation de l'énergie, et un équilibre entre les avancées technologiques et l'évolution des besoins des clients. Au même moment, le contexte de faibles taux d'intérêt et la chute des prix du pétrole et du gaz à l'échelle mondiale touchent grandement l'économie nord-américaine. Nonobstant les changements dans le secteur des services publics, la sécurité, la fiabilité et la fourniture du service au coût raisonnable le plus bas possible demeurent au centre des enjeux du secteur des services publics.

Tant au Canada qu'aux États-Unis, la politique gouvernementale et réglementaire est orientée sur la protection de l'environnement et sur l'efficacité énergétique. La plus grande disponibilité de sources plus propre de production d'électricité entraîne l'adoption de nouvelles réglementations environnementales qui visent l'élimination ou la réduction de la dépendance aux méthodes de production traditionnelle d'électricité, notamment la production au charbon. L'offre de gaz naturel moins cher et plus propre ainsi que la plus grande accessibilité à des sources d'énergie renouvelable ou alternative comme l'énergie solaire incitent les gouvernements à se doter de cibles ambitieuses visant le retrait de sources d'importantes émissions de carbone de la chaîne énergétique. Pour atteindre ces cibles, il faudra fermer plus tôt que prévu certaines centrales dont la production émet de fortes quantités de carbone, ce qui sera un enjeu pour les entreprises de services publics et les autorités de réglementation. Les réglementations environnementales devraient cependant créer de nouvelles possibilités d'investissement dans la production d'énergie renouvelable et les infrastructures connexes. Les sociétés de services publics réglementés de Fortis sont actives dans la recherche de pareilles possibilités.

L'évolution des technologies, en particulier dans la production distribuée, joue un rôle important dans la transformation du secteur des services publics. Même si les acheteurs de production distribuée restent branchés au réseau électrique et s'en servent, ils économisent une bonne partie des coûts d'exploitation et de maintenance fixes puisqu'ils atténuent leur utilisation volumétrique d'électricité en utilisant leurs propres systèmes. Ainsi, une partie de plus en plus importante des coûts est ultimement transférée aux autres clients. La baisse du coût de certaines technologies de production distribuée, et l'existence de subventions gouvernementales, a pour effet d'inciter les clients à adopter ces technologies. En plus d'exposer les sociétés de services publics à une baisse de leurs produits par suite d'une diminution des ventes d'énergie, la structure tarifaire sert à transférer le fardeau des coûts sur les clients qui n'ont pas recours à la production distribuée, comme dans le cas d'un toit solaire. Les cadres tarifaires traditionnels n'ont pas pour but d'assurer l'équité entre tous les clients, ce qui est une préoccupation pour les sociétés de services publics et les autorités de réglementation. Par le truchement de ses filiales, Fortis travaille avec les organismes de réglementation afin de régler ces questions relatives aux cadres tarifaires pour ses clients.

Malgré les enjeux qui touchent le secteur des services publics, Fortis est en bonne situation pour faire face à de tels vents contraires et profiter des occasions qu'ils apporteront. Sa structure décentralisée et sa culture axée sur la clientèle appuieront les efforts requis pour suivre l'évolution des attentes des clients, et l'aideront à collaborer avec les décideurs et les autorités de réglementation pour établir des solutions que les sociétés de services publics auront les moyens d'appliquer. Ces relations seront essentielles au secteur pour faire face à cette évolution des problématiques et ainsi affronter les enjeux qui le touchent.

**Occasions dans le secteur du gaz naturel** : FortisBC Energy continue d'explorer des scénarios d'investissement dans des infrastructures de gaz en Colombie-Britannique. Les abondantes sources de gaz naturel en présence, conjuguées au faible coût du gaz naturel et à une politique gouvernementale favorable, suscitent l'intérêt d'importants clients du secteur industriel et de grands producteurs de gaz naturel liquéfié (« GNL ») spécialisés pour le réseau de gaz de FortisBC Energy.

En 2013, le gouvernement de la Colombie-Britannique a publié un décret annonçant l'exemption de l'expansion de l'usine de GNL de FEI à Tilbury (l'« Expansion de Tilbury ») du processus d'examen. L'Expansion de Tilbury progresse bien et accroîtra les capacités de production et de stockage de GNL; les installations devraient être en service vers la fin 2016. Depuis cette annonce, les marchés de la côte nord-ouest du Pacifique, d'Hawaii et de l'Alaska ainsi que des marchés mondiaux ont manifesté un grand intérêt pour des sources d'approvisionnement en GNL. En 2014, le gouvernement de la Colombie-Britannique a publié un deuxième décret modifiant les directives de l'organisme de réglementation à l'égard de l'Expansion de Tilbury. Les modifications énonçaient un certain nombre d'exigences pour l'organisme de réglementation, y compris l'examen d'une autre phase d'expansion à Tilbury qui comprendrait une capacité accrue de liquéfaction.

## Rapport de gestion

---

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 scénarios d'exploitation de gaz de schiste de la Colombie-Britannique, il faudra développer de la capacité additionnelle pour accéder aux marchés. FortisBC Energy continue d'explorer 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. En particulier, FortisBC Energy explore un projet d'expansion du pipeline aux installations envisagées de GNL à Woodfibre, en Colombie-Britannique. Les installations de GNL à Woodfibre sont dans une ancienne usine de papier située près de Squamish, en Colombie-Britannique. La société a l'occasion d'agrandir son pipeline de gaz et d'augmenter la compression pour assurer la livraison de gaz naturel à ces installations.

Pour en savoir plus sur les scénarios d'investissement dans le gaz naturel de la Société, voir la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Occasions d'investissements additionnels » du présent rapport de gestion.

**Réglementation :** La réglementation représente le principal risque commercial de la Société. Chacune des neuf entreprises de services publics de la Société est régie par l'organisme de réglementation du territoire où elle mène ses activités. Les relations avec les organismes de réglementation sont gérées à l'échelle locale.

L'engagement pris par les sociétés de services publics de la Société de fournir un service sûr et fiable, 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.

Central Hudson a commencé à appliquer une nouvelle ordonnance de trois ans à la mi-2015. En novembre 2015, TEP a déposé une DTG auprès de l'Arizona Corporation Commission (l'« ACC ») afin d'obtenir de nouveaux tarifs de détail qui entreraient en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2017. Cette demande est fondée sur une année témoin historique correspondant à l'exercice clos le 30 juin 2015. Depuis la dernière ordonnance tarifaire reçue en 2013, laquelle était fondée sur 2011 comme année témoin historique, le total de la base tarifaire de TEP a augmenté d'environ 0,6 milliard \$ US, et la composante actions ordinaires de la structure du capital est passée d'environ 43,5 % à environ 50 %. La demande tarifaire porte aussi sur des modifications du concept tarifaire qui réduiraient le poids des ventes volumétriques dans le calcul du recouvrement des coûts fixes, et un nouveau tarif net fondé sur les relevés de compteurs qui ferait en sorte que les clients qui installent une technologie de production distribuée paient un prix équitable pour leur service d'électricité. En mai 2015, UNS Electric a déposé une DTG similaire afin d'obtenir de nouveaux tarifs de détail qui entreraient en vigueur le 1<sup>er</sup> mai 2016. Cette demande est fondée sur 2014 comme une année témoin historique. La nature de la demande de UNS Electric était similaire à celle de la demande de TEP.

Le calendrier des instances réglementaires des services publics de la Société continue d'être très rempli. Newfoundland Power a récemment déposé une DTG pour 2016 et FortisBC Energy, entreprise de référence en Colombie-Britannique, a déposé sa demande d'examen de son coût du capital pour 2016. En Alberta, bien qu'il ait rendu des décisions sur les instances générales sur le coût du capital en cours et sur des demandes de suivi du capital au début de 2015, l'organisme de réglementation a ouvert une instance générale sur le coût du capital pour 2016 et 2017, qui inclut FortisAlberta.

Pour une analyse approfondie de la nature de la réglementation et des principales décisions et demandes réglementaires et du risque lié à la réglementation, voir les rubriques « Faits saillants en matière de réglementation » et « Gestion des risques d'affaires » du présent rapport de gestion.

**Programme d'investissement et augmentation de la base tarifaire :** La base tarifaire réglementée de mi-exercice de 2015 de la Société était de 16,4 milliards \$. Au cours de la période de cinq exercices allant jusqu'en 2020, compte non tenu de l'acquisition prochaine d'ITC, le programme d'investissement de la Société devrait s'établir à environ 9 milliards \$. L'investissement dans des infrastructures énergétiques devrait faire augmenter la base tarifaire, qui s'élèverait à près de 21 milliards \$ en 2020, et générer un taux de croissance annuel composé de la base tarifaire sur cinq ans d'environ 5 %. Fortis prévoit que ces investissements favoriseront la croissance 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 entreprises de services publics réglementés, voir la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme d'investissement » du présent rapport de gestion.

**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 habituellement des titres de créance selon des termes allant de 5 à 40 ans. Au 31 décembre 2015, presque 90 % 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 prévoyait que les échéances et les remboursements de la dette à terme fixe consolidée se chiffrent à environ 260 millions \$ en moyenne au cours de chacun des cinq prochains exercices.

## Rapport de gestion

---

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 3,6 milliards \$, dont quelque 2,4 milliards \$ étaient inutilisés au 31 décembre 2015. 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 2016.

La Société a des besoins de financement importants associés à l'acquisition prochaine d'ITC. Se reporter aux rubriques « Gestion des risques d'affaires – Risques liés à l'acquisition prochaine d'ITC » et « Événement postérieur à la date de bilan » du présent rapport de gestion.

**Hausse du dividende :** Le dividende par action ordinaire a été porté à 1,40 \$ en 2015. En 2015, Fortis a haussé de plus de 17 % le dividende trimestriel par action ordinaire, le portant à 0,375 \$ par trimestre, ou 1,50 \$ sur une base annualisée. Ainsi, la Société poursuit sa tradition de hausse du dividende annualisé versé aux actionnaires ordinaires pour une 42<sup>e</sup> année de suite, un record pour une société ouverte au Canada.

Fortis a aussi annoncé sa prévision pour le dividende, visant jusqu'en 2020 une croissance annuelle du dividende par action ordinaire de 6 % sur la base d'un dividende de 1,50 \$ pour 2016. Cette prévision tient compte de plusieurs facteurs, y compris la prévision d'issues raisonnables pour les instances réglementaires visant ses sociétés de services publics, le succès de son programme d'investissement de 9 milliards \$ sur cinq ans, et la confiance continue de la direction quant à la solidité du portefeuille diversifié d'actifs de la Société et de ses résultats sur le plan de l'excellence opérationnelle. L'acquisition prochaine d'ITC est un élément de plus confirmant cette prévision pour le dividende.

### ÉLÉMENTS IMPORTANTS EN 2015

**Acquisition prochaine de l'installation d'entreposage de gaz naturel Aitken Creek :** En décembre 2015, Fortis a conclu, par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive indirecte, une convention définitive d'achat-vente avec Chevron Canada Properties Ltd. pour acquérir sa participation dans l'installation d'entreposage de gaz naturel Aitken Creek (« Aitken Creek ») contre environ 266 millions \$ US, sous réserve des conditions et des rajustements d'usage. Aitken Creek est la plus importante installation d'entreposage de gaz naturel en Colombie-Britannique, avec une capacité totale de 77 milliards de pieds cubes et une partie intégrante du réseau de transport de gaz naturel de l'Ouest canadien. L'acquisition est conditionnelle à l'obtention de l'approbation réglementaire et devrait être réalisée au cours du premier semestre de 2016. Le prix d'achat net au comptant devrait être financé initialement par des emprunts sur la facilité de crédit de la Société. En décembre 2015, la Société a versé une avance de 29 millions \$ US relativement à cette acquisition.

**Vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers :** En juin 2015, la Société a conclu la vente des actifs d'immeubles commerciaux de Fortis Properties pour un produit brut de 430 millions \$. Par suite de la vente, la Société a comptabilisé un gain après impôts d'environ 109 millions \$, déduction faite des charges. Dans le cadre de l'opération, Fortis a souscrit à des parts de fiducie de Slate Office REIT totalisant 35 millions \$ dans le contexte de l'appel public à l'épargne de la fiducie de placement immobilier (« FPI »).

En octobre 2015, la Société a conclu la vente des actifs hôteliers de Fortis Properties pour un produit brut de 365 millions \$. Par suite de la vente, la Société a comptabilisé une perte après impôts d'environ 8 millions \$, ce qui comprend une moins-value et des charges liées à l'opération de vente.

La Société a affecté le produit net tiré des ventes au remboursement des emprunts sur les facilités de crédit, qui avaient été effectués en majorité pour financer une partie de l'acquisition de UNS Energy.

**Vente des actifs de production non réglementée dans l'État de New York et en Ontario :** En juin 2015, la Société a vendu ses actifs de production non réglementée dans le nord-ouest de l'État de New York pour un produit brut d'environ 77 millions \$ (63 millions \$ US). Par suite de la vente, la Société a comptabilisé un gain après impôts d'environ 27 millions \$ (22 millions \$ US), déduction faite des charges et de l'effet de change.

En juillet 2015, la Société a vendu des actifs de production non réglementée en Ontario pour un produit brut d'environ 16 millions \$. Par suite de la vente, la Société a comptabilisé un gain après impôts d'environ 5 millions \$.

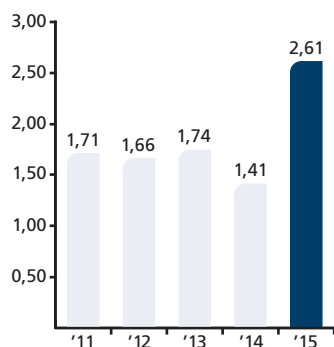
**Règlement des questions d'expropriation relatives à Belize Electricity :** En août 2015, la Société a convenu des conditions de règlement avec le gouvernement du Belize quant à l'expropriation de la participation d'environ 70 % de la Société dans Belize Electricity en juin 2011. Les modalités du règlement comprennent le versement à Fortis par le gouvernement du Belize d'une somme forfaitaire de 35 millions \$ US et une participation de 33 % dans Belize Electricity. Par suite du règlement, la Société a comptabilisé une perte d'environ 9 millions \$.

## SOMMAIRE DES FAITS SAILLANTS FINANCIERS

Pour les exercices clos les 31 décembre	2015	2014	Écart
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions \$)	728	317	411
Résultat de base par action ordinaire (\$)	2,61	1,41	1,20
Résultat dilué par action ordinaire (\$)	2,59	1,40	1,19
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	278,6	225,6	53,0
Flux de trésorerie d'exploitation (en millions \$)	1 673	982	691
Dividendes versés par action ordinaire (\$)	1,40	1,28	0,12
Ratio dividendes/bénéfice (%)	53,6	90,8	(37,2)
Rendement fondé sur la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires (%) <sup>1)</sup>	9,8	5,4	4,4
Total de l'actif (en milliards \$)	28,8	26,2	2,6
Dépenses en immobilisations brutes (en milliards \$)	2,2	1,7	0,5
Placement dans le public d'actions privilégiées (en milliards \$)	–	0,6	(0,6)
Placement de débetures convertibles (en milliards \$)	–	1,8	(1,8)
Placement de titres de créance à long terme (en milliards \$)	1,0	1,2	(0,2)

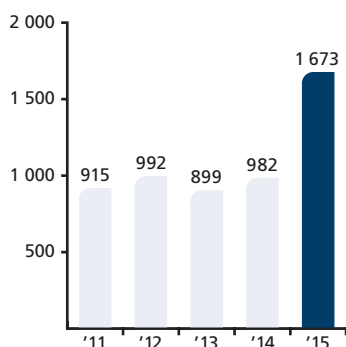
<sup>1)</sup> Le rendement fondé sur la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires est une mesure non conforme aux PCGR des États-Unis et est défini comme le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires divisé par la moyenne des capitaux propres d'ouverture 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.

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



**Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires :** Fortis a dégagé un bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 728 millions \$ en 2015, contre 317 millions \$ en 2014. Sur une base ajustée, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour 2015 a été de 589 millions \$, en hausse de 195 millions \$, ou de presque 50 % \$, par rapport à celui de 2014. Les résultats pour les deux exercices comprennent des éléments non récurrents ou des éléments d'ajustement, qui sont présentés en détail dans la rubrique « Résultats d'exploitation consolidé » du présent rapport de gestion. L'augmentation du bénéfice net ajusté attribuable aux actionnaires ordinaires a été entraînée par la contribution sur un exercice complet de UNS Energy, société acquise à la mi-août en 2014, la contribution aux bénéfices de l'Expansion Waneta, qui a été mise en service au début d'avril 2015, la croissance de la base tarifaire associée aux dépenses en immobilisations et à l'augmentation du nombre de clients de FortisAlberta, la hausse de la provision pour fonds utilisés pendant la construction (« PFUPC ») pour FortisBC Energy, le rajustement des tarifs de Central Hudson, à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2015, et la force continue du dollar américain par rapport au dollar canadien. La croissance du bénéfice a été atténuée par une augmentation des dépenses du siège social et par une baisse de la contribution au bénéfice due à la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers.

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



**Résultat de base par action ordinaire :** Le résultat de base par action ordinaire a été de 2,61 \$ en 2015 contre 1,41 \$ en 2014. Sur une base ajustée, comme indiqué plus haut, le bénéfice de base par action ordinaire a été de 2,11 \$ pour 2015, en hausse de 0,36 \$ par rapport à celui de 2014. La hausse s'explique par une hausse du bénéfice ajusté par action ordinaire, comme abordé ci-dessus, en partie annulée par une hausse du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation.

**Flux de trésorerie d'exploitation :** Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont atteint 1 673 millions \$ en 2015, en hausse de 691 millions \$, ou 70 %, par rapport à 2014. Cette hausse découle de l'augmentation des bénéfices en trésorerie, surtout due aux facteurs indiqués ci-dessus, et des variations favorables du fonds de roulement.



## Rapport de gestion

**Dividendes :** Le dividende par action ordinaire a été porté à 1,40 \$ en 2015, soit une hausse de 9,0 % par rapport à 1,28 \$ en 2014. En 2015, Fortis a haussé de plus de 17 % le dividende trimestriel par action ordinaire, le portant à 0,375 \$ par trimestre. Le ratio dividendes/bénéfice de la Société a été de 53,6 % en 2015 en regard de 90,8 % en 2014. Sur une base ajustée, le ratio dividendes/bénéfice a été de 66,4 % en 2015 en regard de 73,1 % en 2014.

**Rendement fondé sur la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires :** Le rendement fondé sur la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires a été de 9,8 % en 2015, contre 5,4 % en 2014. Sur une base ajustée, le rendement fondé sur la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires a été de 7,9 % en 2015, contre 6,8 % en 2014.

**Total de l'actif :** Le total de l'actif a augmenté de 9,9 % pour s'établir à environ 28,8 milliards \$ à la fin de 2015 contre environ 26,2 milliards \$ à la fin de 2014. L'augmentation reflète un effet de change favorable lié à la conversion d'actifs en dollars américains et les investissements continus dans les infrastructures énergétiques, attribuables aux dépenses en immobilisations faites par les sociétés de services publics réglementés, en partie compensés par la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers en 2015.

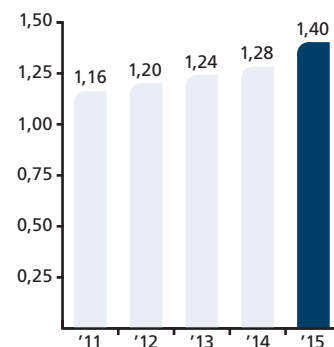
**Dépenses en immobilisations brutes :** Les dépenses en immobilisations consolidées, avant les contributions de la clientèle, se sont élevées à 2,2 milliards \$ en 2015 en regard de 1,7 milliard \$ en 2014. L'augmentation résulte de la contribution sur un exercice complet de UNS Energy et de la hausse des dépenses en immobilisations faites par la plupart des sociétés de services publics réglementés de la Société, en partie compensées par la baisse des dépenses en immobilisation d'investissement faites par les entreprises non réglementées du fait de l'achèvement de l'Expansion Waneta et de la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers. 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.

**Capital à long terme :** Les entreprises de services publics réglementés de la Société ont mobilisé environ 1 milliard \$ tirés de l'émission de titres de créance à long terme en 2015, à l'appui essentiellement des investissements dans les infrastructures énergétiques et des remboursements réguliers sur la dette.

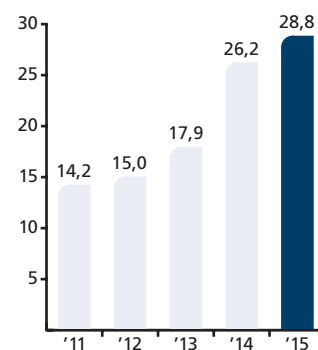
En 2014, Fortis a conclu la vente de débetures convertibles d'un capital de 1,8 milliard \$ pour financer une partie de l'acquisition de UNS Energy. En octobre 2014, environ 58,2 millions d'actions ordinaires de Fortis ont été émises à la conversion des débetures. En septembre 2014, Fortis a émis 24 millions d'actions privilégiées de premier rang, série M, pour un produit brut de 600 millions \$. Le produit net a également servi au financement d'une partie de l'acquisition de UNS Energy. La Société et ses entreprises de services publics réglementés ont mobilisé environ 1,2 milliard \$ en contractant une dette à long terme en 2014.

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 (\$)



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



## RÉSULTATS D'EXPLOITATION CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2015	2014	Écart
Produits d'exploitation	6 727	5 401	1 326
Coûts de l'approvisionnement énergétique	2 561	2 197	364
Charges d'exploitation	1 864	1 493	371
Amortissements	873	688	185
Autres revenus (charges), montant net	187	(25)	212
Frais financiers	553	547	6
Charge d'impôts sur les bénéfices	223	66	157
Bénéfice tiré des activités poursuivies	840	385	455
Bénéfice tiré des activités abandonnées, après impôts	–	5	(5)
Bénéfice net	840	390	450
Bénéfice net attribuable aux :			
Participations ne donnant pas le contrôle	35	11	24
Actionnaires privilégiés	77	62	15
Actionnaires ordinaires	728	317	411
Bénéfice net	840	390	450

### Produits d'exploitation

L'augmentation des produits d'exploitation est attribuable à l'acquisition de UNS Energy en août 2014. Un effet de change favorable lié à la conversion de produits d'exploitation libellés en dollars américains, la contribution de l'Expansion Waneta et une hausse des tarifs d'électricité de base pour les entreprises de services publics réglementés au Canada ont également contribué à l'augmentation. L'augmentation a été en partie annulée par le transfert dans les tarifs facturés aux clients de coûts d'approvisionnement énergétique plus bas pour FortisBC Energy, Central Hudson et les entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes, et par une baisse des produits tirés des activités autres que de services publics du fait de la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers respectivement en juin 2015 et octobre 2015.

### Coûts de l'approvisionnement énergétique

L'augmentation des coûts de l'approvisionnement énergétique est surtout attribuable à l'acquisition de UNS Energy et à un effet de change défavorable lié à la conversion de coûts de l'approvisionnement énergétique libellés en dollars américains. L'augmentation a été en partie annulée par une baisse des coûts d'achat de produits de base moins élevés pour FortisBC Energy, Central Hudson et les entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes.

### Charges d'exploitation

L'augmentation des charges d'exploitation est surtout attribuable à l'acquisition de UNS Energy, à un effet de change défavorable lié à la conversion des charges d'exploitation libellées en dollars américains et aux hausses générales de l'inflation et des dépenses liées au personnel. L'augmentation a été en partie neutralisée par la baisse des charges d'exploitation des activités autres que de services publics du fait de la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers et par la baisse des charges de retraite du Siège social.

### Amortissements

L'augmentation de la dotation aux amortissements est surtout attribuable à l'acquisition de UNS Energy et à l'investissement continu dans les infrastructures énergétiques par les entreprises de services publics réglementés de la Société.

### Autres revenus (charges), montant net

L'augmentation des autres revenus, déduction faite des charges, est principalement attribuable aux gains tirés de la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs de production non réglementée en 2015, par rapport aux charges liées à l'acquisition de UNS Energy comptabilisées en 2014. L'augmentation a été en partie annulée par une perte sur la vente des actifs hôteliers en 2015.

### Frais financiers

L'augmentation des frais financiers est surtout attribuable à l'acquisition de UNS Energy, y compris les intérêts débiteurs relatifs à l'émission de titres de créance réalisée pour finaliser le financement de l'acquisition, et à un effet de change défavorable lié à la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars américains. L'augmentation a été en partie contrebalancée par une baisse des intérêts sur les débetures convertibles. Des intérêts débiteurs d'environ 72 millions \$ (51 millions \$ après impôts), associés aux débetures convertibles émises pour le financement d'une partie de l'acquisition de UNS Energy, ont été comptabilisés en 2014. En octobre 2014, la quasi-totalité des débetures convertibles a été convertie en actions ordinaires de la Société.

## Charge d'impôts sur les bénéfices

L'augmentation de la charge d'impôts sur les bénéfices résulte surtout de la hausse du bénéfice avant impôts sur les bénéfices, entraînée par l'acquisition de UNS Energy et les gains tirés de la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs de production non réglementée en 2015, et de la hausse du taux d'imposition effectif, surtout du fait d'un taux fédéral et étatique combiné pour UNS Energy.

## Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et résultat de base par action ordinaire

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a subi l'influence de divers éléments non récurrents ou non liés à l'exploitation. Le rapprochement de ces éléments, appelés éléments d'ajustement, est présenté ci-dessous et les éléments sont analysés dans les résultats d'exploitation sectoriels de chaque secteur isolable. Selon la direction, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté et le résultat de base par action ordinaire ajusté donnent des informations utiles aux investisseurs et aux actionnaires puisqu'ils améliorent la transparence et la valeur prédictive. Les éléments d'ajustement n'ont pas de signification normalisée prescrite par les PCGR des États-Unis et ne sont pas considérés comme des mesures conformes aux PCGR des États-Unis. Par conséquent, ces éléments d'ajustement pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés.

## Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR des États-Unis

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$, sauf les données par action ordinaire)

	2015	2014	Écart
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	728	317	411
Éléments d'ajustement :			
FortisAlberta –			
Ajustement des produits de suivi du capital pour 2013 et 2014	(9)	–	(9)
Activités non réglementées – Fortis Generation –			
Gain à la vente d'actifs de production	(32)	–	(32)
Autres que de services publics –			
Gain à la vente des actifs d'immeubles commerciaux	(109)	–	(109)
Perte à la vente des actifs hôteliers	8	–	8
Bénéfice tiré des activités abandonnées	–	(5)	5
Siège social et autres –			
Gain de change	(13)	(8)	(5)
Perte au règlement des questions d'expropriation	9	–	9
Intérêts débiteurs sur les débiteurs convertibles	–	51	(51)
Charges liées aux acquisitions	7	39	(32)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté	589	394	195
Résultat de base par action ordinaire ajusté (\$)	2,11	1,75	0,36

## Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté

L'augmentation du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté découle principalement de la contribution au bénéfice de 195 millions \$ de UNS Energy, contre 60 millions \$ pour 2014. La contribution de 22 millions \$ au bénéfice de l'Expansion Waneta, qui représente une participation conférant le contrôle de 51 % à la Société, explique également l'augmentation. Toutes les autres entreprises de services publics réglementés de la Société ont contribué au rendement, y compris la croissance de la base tarifaire associée aux dépenses en immobilisations et la croissance du nombre de clients pour FortisAlberta; une hausse de la PFUCPC pour FortisBC Energy; et un meilleur rendement pour Central Hudson en vertu de la nouvelle ordonnance tarifaire de trois ans. L'effet de change favorable associé aux bénéfices libellés en dollars américains a aussi contribué à l'augmentation du bénéfice par rapport à l'exercice précédent. L'augmentation du bénéfice ajusté a été en partie annulée par une augmentation des dividendes sur actions privilégiées et des frais financiers du secteur Siège social et autres, liés surtout à l'acquisition de UNS Energy, et par une baisse de la contribution aux bénéfices des actifs autres que de services publics en raison de la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers.

## Résultat de base par action ordinaire ajusté

L'augmentation du résultat par action ordinaire ajusté découle principalement de l'effet relatif de l'acquisition de UNS Energy, compte tenu des frais financiers liés à l'acquisition et de l'augmentation du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, et de la contribution de l'Expansion Waneta. Le rendement de toutes les autres entreprises de services publics réglementés de la Société, comme abordé ci-dessus, et l'incidence de l'effet de change favorable ont aussi participé à l'augmentation. L'augmentation a été en partie annulée par une augmentation des charges du secteur Siège social et une baisse de la contribution aux bénéfices des actifs autres que de services publics en raison de la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers.

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION SECTORIELS

### Bénéfice net sectoriel attribuable aux actionnaires ordinaires

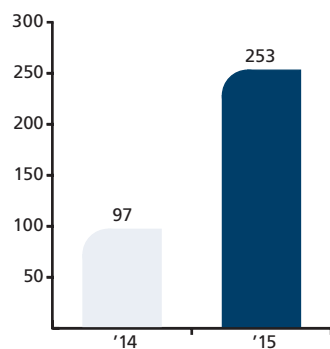
Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2015	2014	Écart
<b>Entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz aux États-Unis</b>			
UNS Energy	195	60	135
Central Hudson	58	37	21
	253	97	156
<b>Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada</b>			
FortisBC Energy	140	127	13
<b>Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada</b>			
FortisAlberta	138	103	35
FortisBC Electric	50	46	4
Est du Canada	62	60	2
	250	209	41
Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	34	27	7
Activités non réglementées – Fortis Generation	77	20	57
Activités non réglementées – autres que de services publics	114	28	86
Siège social et autres	(140)	(191)	51
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>728</b>	<b>317</b>	<b>411</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.

### Bénéfice des entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz aux États-Unis (en millions \$)



## ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS

La principale activité de la Société est la propriété et l'exploitation des entreprises de services publics réglementés. En 2015, le bénéfice tiré des actifs réglementés a représenté environ 92 % (91 % en 2014) du bénéfice que la Société a tiré de ses secteurs opérationnels (en excluant les charges du secteur Siège social et autres), excluant les gains sur la vente d'actifs non essentiels. Le total des actifs réglementés correspondait à 96 % du total de l'actif de la Société au 31 décembre 2015 (93 % au 31 décembre 2014).

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

Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz aux États-Unis s'est établi à 253 millions \$ en 2015 (97 millions \$ en 2014), soit environ 37 % (21 % en 2014) du bénéfice total que la Société a tiré des activités réglementées. Le total de l'actif du secteur s'élevait à quelque 12,1 milliards \$ au 31 décembre 2015 (9,9 milliards \$ au 31 décembre 2014), ce qui représente environ 44 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2015 (40 % au 31 décembre 2014).

## UNS Energy

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

Exercice clos le 31 décembre

Taux de change moyen \$ US / \$ CA <sup>2)</sup>

Ventes d'électricité (en gigawattheures (« GWh »))

Volumes de gaz (en pétajoules (« PJ »))

Produits d'exploitation (en millions \$)

Bénéfice (en millions \$)

	2015	2014
Taux de change moyen \$ US / \$ CA <sup>2)</sup>	1,28	1,12
Ventes d'électricité (en gigawattheures (« GWh »))	15 366	5 646
Volumes de gaz (en pétajoules (« PJ »))	13	5
Produits d'exploitation (en millions \$)	2 034	684
Bénéfice (en millions \$)	195	60

<sup>1)</sup> Les résultats financiers de UNS Energy sont à partir du 15 août 2014, date d'acquisition.

<sup>2)</sup> La monnaie de présentation de UNS Energy est le dollar américain. Le taux de change moyen \$ US / \$ CA pour 2014 est à partir de la date d'acquisition.

# Rapport de gestion

## Ventes d'électricité et volumes de gaz

Les ventes d'électricité pour 2015 ont été de 15 366 gigawattheures (« GWh ») contre 14 560 GWh pour un exercice complet en 2014. L'augmentation découle principalement d'une hausse des ventes en gros d'électricité à court terme. La plus grande partie des ventes en gros d'électricité à court terme sont transférées à la clientèle et n'ont aucune incidence sur le bénéfice. Les ventes au détail se comparent à celles de l'exercice précédent.

Les volumes de gaz de 13 pétajoules (« PJ ») pour 2015 sont comparables à ceux pour un exercice complet en 2014.

## Produits d'exploitation

Les produits d'exploitation ont été de 1 588 millions \$ US pour 2015, contre 1 560 millions \$ US pour un exercice complet en 2014. L'augmentation est surtout attribuable au transfert à la clientèle de la hausse des coûts de combustible et des achats d'électricité, à la progression des produits tirés du transport et à la montée des ventes en gros d'électricité. En dollars canadiens, les produits d'exploitation ont aussi été touchés par un effet de change favorable.

## Bénéfice

Le bénéfice a été de 152 millions \$ US en 2015, contre 144 millions \$ US pour un exercice complet en 2014, compte non tenu de l'incidence des frais liés à l'acquisition. L'augmentation est attribuable surtout à la hausse des produits tirés du transport et à une diminution des intérêts débiteurs due à l'expiration de contrats de location. La hausse a été en partie contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation. En dollars canadiens, le bénéfice a aussi été touché par un effet de change favorable.

## Central Hudson

### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2015	2014	Écart
Taux de change moyen \$ US / \$ CA <sup>1)</sup>	1,28	1,10	0,18
Ventes d'électricité (en gigawattheures (« GWh »))	5 132	5 075	57
Volumes de gaz (pétajoules (« PJ »))	24	23	1
Produits d'exploitation (en millions \$)	880	821	59
Bénéfice (en millions \$)	58	37	21

<sup>1)</sup> La monnaie de présentation de Central Hudson est le dollar américain.

## Ventes d'électricité et volumes de gaz

La hausse des ventes d'électricité résulte surtout d'une hausse de la consommation moyenne due aux températures plus élevées enregistrées pendant l'été, qui ont fait augmenter l'utilisation d'appareils de conditionnement de l'air et d'autres appareils de climatisation. Les volumes de gaz pour 2015 sont comparables à ceux de l'exercice précédent.

Les variations des ventes d'électricité et des volumes de gaz pour Central Hudson sont assujetties aux mécanismes de dissociation des revenus réglementaires et n'ont donc pas une incidence importante sur les produits et le bénéfice.

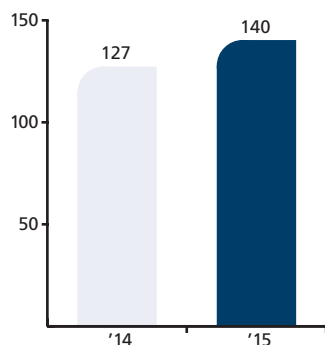
## Produits d'exploitation

L'augmentation des produits s'explique principalement par un effet de change favorable d'environ 111 millions \$ lié à la conversion des produits libellés en dollars américains. Une augmentation des tarifs d'électricité de base, en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2015, et le recouvrement auprès des clients de coûts précédemment reportés d'achats d'électricité ont aussi participé à l'augmentation des produits. En outre, les produits pour le premier semestre de 2015 ont été renforcés par les incitatifs relatifs à l'efficacité énergétique et par la hausse des produits tirés du gaz attribuable au nouveau contrat de livraison de gaz conclu à la fin de 2014. L'augmentation a été en partie atténuée par le recouvrement auprès des clients de coûts d'achat de produits de base moins élevés, attribuables surtout à une baisse des prix de gros.

## Bénéfice

L'augmentation du bénéfice s'explique surtout par un effet de change favorable d'environ 9 millions \$ lié à la conversion de bénéfices libellés en dollars américains, par une hausse des tarifs d'électricité de base, en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2015, par un nouveau contrat de livraison de gaz instauré à la fin de 2014 et par des incitatifs relatifs à l'efficacité énergétique au cours du premier semestre de 2015. Cette augmentation a été en partie contrebalancée par l'incidence d'une hausse des charges durant le gel des tarifs de deux ans après acquisition, période qui s'est terminée le 30 juin 2015.

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



### Volumes de gaz

La baisse des volumes de gaz est principalement attribuable à une baisse de la consommation moyenne au premier trimestre en raison de températures plus chaudes.

FortisBC Energy réalise 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, 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 n'ont pas une incidence importante sur le bénéfice.

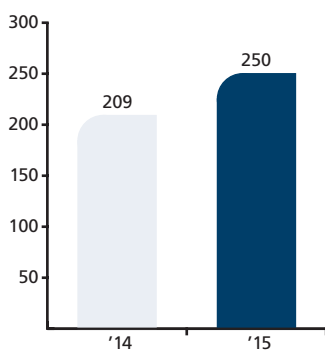
### Produits d'exploitation

La diminution des produits d'exploitation est surtout attribuable à la baisse du coût du gaz naturel facturé à la clientèle et à la diminution des volumes de gaz. La diminution a été en partie atténuée par l'augmentation des montants de transfert dans le calendrier de report réglementaire.

### Bénéfice

L'augmentation du bénéfice est attribuable principalement à l'augmentation de la PFUPC et des montants de transfert dans le calendrier de report réglementaire et des économies réalisées à l'égard des charges d'exploitation, déduction faite du mécanisme de partage des bénéfices. L'augmentation a été en partie contrebalancée par une diminution du RCP autorisé et de la composante capitaux propres de la structure du capital par suite de la fusion de FEVI et FEWI avec FEI, en date du 31 décembre 2014. Pour plus de renseignements sur la fusion, voir la rubrique « Principales décisions et demandes réglementaires » du présent rapport de gestion.

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



### Livraisons d'énergie

La diminution des livraisons d'énergie a pour causes principales la baisse de la consommation moyenne par les clients des secteurs pétrolier et gazier amenée par la chute des prix du pétrole et du gaz, en partie compensée par la hausse de la consommation moyenne des clients des secteurs de l'agriculture et de l'irrigation et des secteurs résidentiel et commercial. Les précipitations plus faibles, particulièrement au troisième trimestre, et les températures plus chaudes ont eu une incidence favorable sur les livraisons d'énergie aux clients des secteurs de l'agriculture et de l'irrigation. L'augmentation des livraisons d'énergie aux clients des secteurs résidentiel et commercial qui s'explique par la croissance du nombre de clients a été en partie compensée par la baisse de la consommation moyenne due aux températures plus chaudes.

## Entreprise de services publics réglementés de gaz au Canada

Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada s'est établi à 140 millions \$ en 2015 (127 millions \$ en 2014), soit environ 21 % (28 % en 2014) du bénéfice total que la Société a tiré des activités réglementées. Le total de l'actif du secteur s'élevait à quelque 6,0 milliards \$ au 31 décembre 2015 (5,8 milliards \$ au 31 décembre 2014), ce qui représente environ 22 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2015 (24 % au 31 décembre 2014).

### FortisBC Energy

#### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2015	2014	Écart
Volumes de gaz (PJ)	186	195	(9)
Produits d'exploitation (en millions \$)	1 295	1 435	(140)
Bénéfice (en millions \$)	140	127	13

## 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 250 millions \$ en 2015 (209 millions \$ en 2014), soit environ 37 % (45 % en 2014) du bénéfice total que la Société a tiré des activités réglementées. Le total de l'actif du secteur s'élevait à quelque 8,2 milliards \$ au 31 décembre 2015 (7,7 milliards \$ au 31 décembre 2014), ce qui représente environ 30 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2015 (32 % au 31 décembre 2014).

### FortisAlberta

#### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2015	2014	Écart
Livraisons d'énergie (GWh)	17 132	17 372	(240)
Produits d'exploitation (en millions \$)	563	518	45
Bénéfice (en millions \$)	138	103	35

# Rapport de gestion

## Produits d'exploitation

Étant donné qu'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 plusieurs ne dépendent pas des livraisons réelles d'énergie.

L'augmentation des produits d'exploitation est principalement attribuable à l'application de la formule de la TAR, y compris une hausse des tarifs facturés aux clients fondée sur un facteur inflation-productivité combiné de 1,49 %, à une hausse des produits de suivi du capital, à l'augmentation du nombre de clients et à une hausse des produits attribuable aux coûts devant être transférés aux clients. De plus, les produits ont été touchés favorablement par un ajustement positif de 9 millions \$ des produits de suivi du capital pour 2015 associé aux exercices 2013 et 2014. Pour plus de renseignements sur les décisions réglementaires, voir la rubrique « Principales décisions et demandes réglementaires » du présent rapport de gestion.

## Bénéfice

L'augmentation du bénéfice est attribuable principalement à la croissance de la base tarifaire associée aux dépenses en immobilisations, à la croissance du nombre de clients et à une mise à jour technique sur l'amortissement. L'augmentation du bénéfice découle également de la comptabilisation de produits de suivi du capital d'environ 9 millions \$ en 2015 relativement aux exercices 2013 et 2014, comme abordé ci-dessus.

## FortisBC Electric

### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2015	2014	Écart
Ventes d'électricité (GWh)	3 116	3 179	(63)
Produits d'exploitation (en millions \$)	360	334	26
Bénéfice (en millions \$)	50	46	4

### Ventes d'électricité

La baisse des ventes d'électricité s'explique surtout par une baisse de la consommation moyenne aux premier et quatrième trimestres en raison des températures plus chaudes.

### Produits d'exploitation

L'augmentation des produits d'exploitation s'explique surtout par les hausses des tarifs d'électricité de base, établies en grande partie pour recouvrer la hausse des coûts d'achat d'électricité, et par les ventes de l'excédent de capacité. Les produits d'exploitation ont aussi été renforcés par une hausse de la contribution des services non réglementés d'exploitation, de maintenance et de gestion associés à l'Expansion Waneta. L'augmentation a été contrebalancée en partie par la baisse des ventes d'électricité.

### Bénéfice

L'augmentation du bénéfice est attribuable surtout à la hausse des bénéfices de services non réglementés d'exploitation, de maintenance et de gestion ainsi qu'à la croissance de la base tarifaire.

## Entreprises de services publics d'électricité dans l'est du Canada

### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2015	2014	Écart
Ventes d'électricité (GWh)	8 403	8 376	27
Produits d'exploitation (en millions \$)	1 033	1 008	25
Bénéfice (en millions \$)	62	60	2

### Ventes d'électricité

L'augmentation des ventes d'électricité est attribuable en particulier à la croissance de la clientèle à Terre-Neuve, ainsi qu'à une hausse de la consommation moyenne à l'Î.-P.-É., en raison surtout d'une augmentation du nombre de clients qui utilisent l'électricité pour chauffer leur résidence. L'augmentation a été atténuée par la baisse des ventes d'électricité en Ontario, largement attribuable à la perte d'un client commercial et à la baisse de la consommation moyenne par les clients résidentiels entraînée par les variations de température.

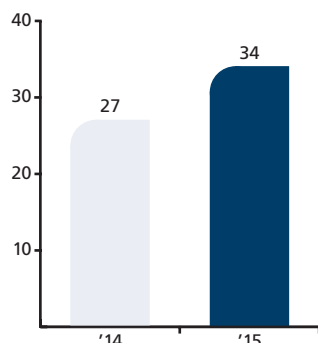
### Produits d'exploitation

L'augmentation des produits d'exploitation tient surtout au transfert dans les tarifs d'électricité facturés aux clients de la hausse globale des coûts de l'approvisionnement énergétique et à la croissance des ventes d'électricité.

### Bénéfice

L'augmentation du bénéfice se rattache surtout à la croissance des ventes d'électricité et à la diminution des charges d'exploitation, du fait surtout des travaux de remise en état engagés par Newfoundland Power par suite de la perte de l'approvisionnement énergétique provenant de Newfoundland and Labrador Hydro (« Newfoundland Hydro ») et des pannes de courant qui en ont découlé en janvier 2014, en partie compensées par une hausse de l'amortissement.

## 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 à une augmentation du nombre de clients par suite d'une amélioration de l'activité économique, et aux températures généralement plus chaudes enregistrées, qui ont fait augmenter la charge sollicitée pour les appareils de conditionnement de l'air.

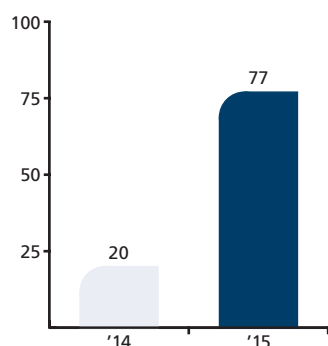
### Produits d'exploitation

Les produits ont tiré avantage d'un effet de change favorable d'environ 39 millions \$ lié à la conversion de produits d'exploitation libellés en dollars américains et à la croissance des ventes d'électricité. L'augmentation a été largement annulée par le transfert dans les tarifs d'électricité facturés aux clients de Caribbean Utilities de la baisse des coûts du carburant.

### Bénéfice

L'augmentation du bénéfice s'explique par un effet de change favorable d'environ 5 millions \$ lié à la conversion de produits d'exploitation libellés en dollars américains, par la croissance des ventes d'électricité et par une hausse des intérêts capitalisés par Caribbean Utilities. La hausse a été en partie contrebalancée par la hausse de l'amortissement. La quote-part du résultat de Belize Electricity depuis la date de règlement en août 2015 s'élève à moins de 1 million \$.

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



### Produits d'exploitation

L'augmentation des produits est attribuable surtout à l'Expansion Waneta, qui a enregistré des produits d'exploitation de 70 millions \$ en 2015 ainsi qu'à un effet de change favorable d'environ 4 millions \$ lié à la conversion de produits libellés en dollars américains. L'augmentation a été en partie neutralisée par la baisse de la production au Belize, dans le nord-ouest de l'État de New York et en Ontario.

### Bénéfice

L'augmentation du bénéfice est attribuable à des gains après impôts totalisant environ 32 millions \$ comptabilisés sur la vente des actifs de production dans le nord-ouest de l'État de New York et en Ontario mi-2015, de même qu'à la contribution au bénéfice de 22 millions \$ de l'Expansion Waneta. L'effet de change favorable d'environ 3 millions \$ lié à la conversion de produits libellés en dollars américains et la baisse des frais de développement d'affaires ont été en partie contrebalancés par la baisse de la production au Belize, dans le nord-ouest de l'État de New York et en Ontario.

## 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 34 millions \$ pour 2015 (27 millions \$ pour 2014), soit environ 5 % (6 % en 2014) du bénéfice total que la Société a tiré des activités réglementées. Le total de l'actif du secteur s'élevait à quelque 1,3 milliard \$ au 31 décembre 2015 (1,1 milliard \$ au 31 décembre 2014), ce qui représente environ 4 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2015 (4 % au 31 décembre 2014).

### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2015	2014	Écart
Taux de change moyen \$ US / \$ CA <sup>1)</sup>	1,28	1,10	0,18
Ventes d'électricité (GWh)	802	771	31
Produits d'exploitation (en millions \$)	321	321	–
Bénéfice (en millions \$)	34	27	7

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

## ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES

### Activités non réglementées – Fortis Generation

#### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2015	2014	Écart
Ventes d'énergie (GWh)	844	407	437
Produits d'exploitation (en millions \$)	107	38	69
Bénéfice (en millions \$)	77	20	57

#### Ventes d'énergie

L'augmentation des ventes d'énergie découle surtout de l'Expansion Waneta, dont la production a commencé au début d'avril 2015 et qui a enregistré des ventes d'énergie de 517 GWh en 2015. L'augmentation a été en partie annulée par une baisse de la production au Belize, causée par des précipitations moins abondantes, et dans le nord-ouest de l'État de New York et en Ontario, entraînée par la vente des actifs de production mi-2015, par des précipitations moins abondantes et par la mise hors service d'unités de production afin de les réparer.



## Activités non réglementées – Autres que de services publics

### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2015	2014	Écart
Produits d'exploitation	171	249	(78)
Bénéfice	114	28	86

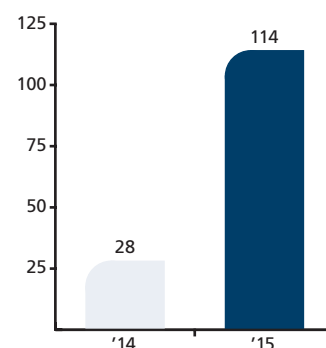
### Produits d'exploitation

La baisse a été surtout entraînée par la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers respectivement en juin 2015 et octobre 2015.

### Bénéfice

L'augmentation du bénéfice est principalement attribuable à un gain net après impôts d'environ 101 millions \$ à la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers. L'augmentation a été en partie annulée par une baisse de la contribution aux bénéfices des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers par suite de leur vente, et par le fait que le bénéfice de 2014 comprenait un montant de 5 millions \$ tiré des activités normales de Griffith inclus jusqu'à la date de la vente en mars 2014.

### 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 \$)

	2015	2014	Écart
Produits d'exploitation	24	31	(7)
Charges d'exploitation	26	38	(12)
Amortissements	2	2	-
Autres revenus (charges), montant net	(8)	(45)	37
Frais financiers	94	154	(60)
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	(43)	(79)	36
	(63)	(129)	66
Dividendes sur actions privilégiées	77	62	15
<b>Charges nettes du secteur Siège social et autres</b>	<b>(140)</b>	<b>(191)</b>	<b>51</b>

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

- un gain de change de 13 millions \$ en 2015, comparativement à 8 millions \$ en 2014, associé au précédent autre actif à long terme libellé en dollars américains de la Société qui représentait la valeur comptable de la participation expropriée dans Belize Electricity, qui était inclus dans les autres revenus;
- une perte d'environ 9 millions \$ en 2015 relative au règlement des questions d'expropriation relatives à l'investissement de la Société dans Belize Electricity, qui est incluse dans les autres revenus, déduction faite des charges;
- des charges liées aux acquisitions de 10 millions \$ (7 millions \$ après impôts) en 2015 associées à l'acquisition prochaine d'ITC, qui sont incluses dans les autres revenus;
- des frais financiers de 72 millions \$ (51 millions \$ après impôts) en 2014, relatifs aux débentures convertibles émises afin de financer une partie de l'acquisition de UNS Energy;
- d'autres charges de 58 millions \$ (39 millions \$ après impôts) en 2014 relatives à l'acquisition de UNS Energy.

À l'exception des éléments susmentionnés, les charges nettes du secteur Siège social et autres se sont établies à 137 millions \$ pour 2015, comparativement à environ 109 millions \$ pour 2014. La hausse des charges nettes du secteur Siège social et autres s'explique surtout par l'augmentation des dividendes sur actions privilégiées et des frais financiers, ainsi qu'à une baisse des produits d'exploitation. La hausse a été en partie contrebalancée par la baisse des charges d'exploitation.

L'augmentation des dividendes sur actions privilégiées et des frais financiers est attribuable surtout à l'acquisition de UNS Energy. Les frais financiers ont aussi été touchés par le fait que les intérêts ont cessé d'être capitalisés depuis l'achèvement de l'Expansion Waneta et par l'effet de change défavorable lié à la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars américains.

La baisse des produits d'exploitation est essentiellement due à la baisse des intérêts créditeurs, attribuable surtout à la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers respectivement en juin 2015 et octobre 2015.

La baisse des charges d'exploitation est le fait surtout de la baisse des charges de retraite. Des charges de retraite d'environ 13 millions \$ (11 millions \$ après impôts) ont été comptabilisées en 2014, contre environ 2 millions \$ (1 million \$ après impôts) en 2015. La baisse des charges d'exploitation a été en partie compensée par un don d'entreprise de 3 millions \$ (2 millions \$ après impôts) comptabilisé en 2015.

## 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
			2014	2015	2016	
<b>RCP</b>						
TEP	ACC	43,5	10,00	10,00	10,00	Coût du service/RCP <sup>1)</sup>
UNS Electric	ACC	52,6 <sup>2)</sup>	9,50	9,50	9,50 <sup>2)</sup>	RCP établis par l'ACC
UNS Gas	ACC	50,8	9,75	9,75	9,75	Année témoin historique
Central Hudson	New York State Public Service Commission (« PSC »)	48	10,00	10,00/9,00 <sup>3)</sup>	9,00	Coût du service/RCP Mécanisme de partage des bénéfices RCP établi par la PSC Année témoin future
FEI	British Columbia Utilities Commission (« BCUC »)	38,5 <sup>2)</sup>	8,75	8,75	8,75 <sup>2)</sup>	Coût du service/RCP
FEVI	BCUC	41,5 <sup>4)</sup>	9,25	s. o. <sup>4)</sup>	s. o. <sup>4)</sup>	FEI – Mécanisme de TAR de 2014 à 2019
FEWI	BCUC	41,5 <sup>4)</sup>	9,50	s. o. <sup>4)</sup>	s. o. <sup>4)</sup>	RCP établi par la BCUC
FortisBC Electric	BCUC	40 <sup>2)</sup>	9,15	9,15	9,15 <sup>2)</sup>	2013, année témoin, les tarifs de 2014 à 2019 étant fixés au moyen du mécanisme de TAR Coût du service/RCP Mécanisme de TAR de 2014 à 2019 RCP établi par la BCUC
FortisAlberta	Alberta Utilities Commission (« AUC »)	40 <sup>2)</sup>	8,30	8,30	8,30 <sup>2)</sup>	2013, année témoin, les tarifs de 2014 à 2019 étant fixés au moyen du mécanisme de TAR Coût du service/RCP Mécanisme de TAR de 2013 à 2017 comportant un compte de suivi du capital et d'autres caractéristiques de soutien RCP établi par l'AUC
Newfoundland Power	Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities (« PUB »)	45 <sup>2)</sup>	8,80 +/- 50 pdb	8,80 +/- 50 pdb	8,80 <sup>2)</sup> +/- 50 pdb	2012, année témoin, les tarifs de 2013 à 2017 étant fixés au moyen du mécanisme de TAR Coût du service/RCP RCP établi par le PUB Année témoin future
Maritime Electric	Island Regulatory and Appeals Commission (« IRAC »)	40 <sup>2)</sup>	9,75	9,75	9,35 <sup>2)</sup>	Coût du service/RCP RCP établi en vertu de l'entente sur l'énergie avec le gouvernement de l'Î.-P.-É. en 2014 et 2015. RCP en 2016 à être établi par l'IRAC Année témoin future
FortisOntario	Commission de l'énergie de l'Ontario	40	8,93 – 9,85	8,93 – 9,30	8,93 – 9,30	Coût du service/RCP <sup>5)</sup> Année témoin future et mécanisme de tarification par incitatifs
Caribbean Utilities	Electricity Regulatory Authority	s.o.	<b>RAB</b>			Coût du service/RAB
			7,00 – 9,00	7,25 – 9,25	6,75 – 8,75	Mécanisme d'ajustement des plafonds tarifaires en fonction des indices des prix à la consommation publiés Année témoin historique
Fortis Turks and Caicos	Gouvernement des Îles Turks et Caicos	s.o.	15,00 – 17,50 <sup>6)</sup>	15,00 – 17,50 <sup>6)</sup>	15,00 – 17,50 <sup>6)</sup>	Coût du service/RAB Année témoin historique

<sup>1)</sup> De plus, le RCP autorisé est ajusté pour tenir compte de la juste valeur de la base tarifaire, comme le stipulent les lois de l'État de l'Arizona.

<sup>2)</sup> Provisoire et sujet à changement en attendant l'issue des instances réglementaires, en date du 1<sup>er</sup> janvier 2016 pour FortisAlberta, FEI et FortisBC Electric; du 1<sup>er</sup> mai 2016 pour UNS Electric; du 1<sup>er</sup> juillet 2016 pour Newfoundland Power; et du 1<sup>er</sup> mars 2016 pour Maritime Electric.

<sup>3)</sup> RCP autorisé et composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital respectivement de 10,0 % et 48 % jusqu'au 30 juin 2015. RCP autorisé et composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital respectivement de 9,00 % et 48 % à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2015 jusqu'au 30 juin 2018.

<sup>4)</sup> Comme approuvé par la BCUC, en date du 31 décembre 2014, FEVI et FEWI ont été fusionnées avec FEI et, par conséquent, le RCP autorisé et la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital en 2015 sont redevenus les mêmes que ceux de FEI.

<sup>5)</sup> Cornwall Electric est assujettie à un mécanisme d'établissement des tarifs en vertu d'un accord de concession avec la Ville de Cornwall, fondé sur un prix plafond avec transfert du coût d'achat.

<sup>6)</sup> Les RAB atteints par les entreprises de services publics sont beaucoup moins élevés que ceux qui étaient autorisés 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.

## Principales décisions et demandes réglementaires

Ci-après se trouvent les principales décisions et demandes réglementaires des entreprises de services publics réglementés de la Société pour 2015.

### UNS Energy

En novembre 2015, TEP, la plus grande entreprise de services publics de UNS Energy, a déposé une DTG auprès de l'ACC afin d'obtenir de nouveaux tarifs de détail qui entreraient en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2017. Cette demande est fondée sur une année témoin historique correspondant à l'exercice clos le 30 juin 2015. Les principales dispositions de la demande tarifaire sont : i) une hausse du tarif de base de 110 millions \$ US, ou 12,0 %, par rapport aux produits de l'année témoin ajustés; ii) un rendement de 7,34 % sur la base tarifaire au coût initial de 2,1 milliards \$ US; iii) une composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital d'environ 50 %; et iv) un coût des capitaux propres de 10,35 % et un coût moyen de la dette de 4,32 %, et v) des modifications du concept tarifaire qui réduiraient le poids des ventes volumétriques dans le calcul du recouvrement des coûts fixes, et un nouveau tarif net fondé sur les relevés de compteurs qui ferait en sorte que les clients qui installent une technologie de production distribuée paient un prix équitable pour leur service d'électricité. Depuis la dernière ordonnance tarifaire reçue en 2013, laquelle était fondée sur 2011 comme année témoin historique, le total de la base tarifaire de TEP a augmenté d'environ 0,6 milliard \$ US, et la composante actions ordinaires de la structure du capital est passée de 43,5 % à environ 50 %. En mai 2015, UNS Electric a déposé une nouvelle DTG afin d'obtenir de nouveaux tarifs de détail qui entreraient en vigueur le 1<sup>er</sup> mai 2016. Cette demande est fondée sur 2014 comme année témoin historique. La nature de la DTG de UNS Electric était similaire à celle de la demande de TEP. Une décision sur la demande de UNS Electric devrait être rendue au troisième trimestre de 2016 et sur la demande de TEP, au quatrième trimestre de 2016.

### Central Hudson

#### *Ordonnance tarifaire de trois ans*

En juin 2015, la PSC a émis pour Central Hudson une ordonnance tarifaire qui prévoit les nouveaux tarifs de livraison d'électricité et de gaz naturel applicables à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2015, pour une période de trois ans. Un gel des tarifs de livraison d'électricité et de gaz naturel avait été instauré jusqu'au 30 juin 2015, comme condition à l'approbation par l'organisme de réglementation de l'acquisition de Central Hudson par Fortis. Central Hudson a investi environ 225 millions \$ dans les infrastructures énergétiques au cours de la période de gel de deux ans des tarifs de livraison qui a expiré le 30 juin 2015. L'ordonnance tarifaire approuvée reflète un RCP et une composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital autorisés respectivement de 9,0 % et 48 %. L'ordonnance tarifaire comprend des investissements d'environ 490 millions \$ US au cours de la période de trois ans destinés à rendre les réseaux d'électricité et de gaz plus solides.

L'ordonnance tarifaire approuvée comprend le recouvrement complet des coûts d'achat d'électricité et de gaz naturel et le maintien de certains mécanismes, y compris les mécanismes de dissociation des revenus et de partage des bénéfices. Selon le mécanisme de partage des bénéfices approuvé, l'entreprise et ses clients se partagent à parts égales le bénéfice au-delà de 50 points de base au-dessus du RCP autorisé jusqu'à un maximum de 100 points de base au-dessus du RCP autorisé. Le bénéfice au-delà de 100 points de base au-dessus du RCP autorisé est partagé essentiellement avec les clients. En outre, elle comprend la constitution d'une réserve en cas de tempêtes importantes causant des dommages pour les activités hydroélectriques et prévoit la poursuite du recouvrement de différentes charges d'exploitation, y compris les coûts de l'enquête environnementale et de la remise en état des sites. Dans la mesure où Central Hudson reçoit des produits de la livraison de gaz dans le cadre du nouveau contrat instauré à la fin de 2014, les produits associés sont utilisés pour atténuer les hausses ultérieures des tarifs de gaz facturés aux clients entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2015.

#### *Reforming the Energy Vision*

En 2014, une ordonnance rendue par la PSC a introduit une instance intitulée *Reforming the Energy Vision*, laquelle vise une réforme des pratiques du secteur de l'électricité et des pratiques réglementaires connexes dans l'État de New York. L'objectif de cette initiative est de promouvoir un certain nombre d'objectifs concernant la politique énergétique et de déterminer le rôle que doivent jouer les entreprises de services publics de distribution d'électricité dans la promotion de ces objectifs, ainsi que de tenir compte des changements dans la réglementation qui permettront de mieux harmoniser les intérêts de ces entreprises avec les objectifs de la politique énergétique. En 2015, Central Hudson a continué de participer pleinement à cette instance. À l'heure actuelle, il est impossible de déterminer le résultat de *Reforming the Energy Vision*, qui pourrait avoir une incidence sur les activités des entreprises de services publics dans l'État de New York.

### FortisBC Energy et FortisBC Electric

#### *Plans de TAR pluriannuels*

En septembre 2014, la BCUC a rendu ses décisions concernant les plans de TAR pluriannuels pour les années 2014 à 2019 de FEI et FortisBC Electric. Les plans de TAR approuvés tiennent compte de mécanismes incitatifs d'amélioration de l'efficacité pour les charges d'exploitation et les dépenses en immobilisations. Les charges d'exploitation et de maintenance et les dépenses en immobilisations de base pour la durée des plans de TAR font l'objet d'une formule incitative qui tient compte des coûts marginaux dus à l'inflation et de la moitié de l'accroissement de la clientèle moins un facteur d'ajustement fixe appliqué chaque année selon la productivité de 1,1 % pour FEI et de 1,03 % pour FortisBC Electric. Les plans de TAR approuvés comportent en outre une répartition à parts égales des écarts entre les charges d'exploitation et de maintenance et les dépenses en immobilisations estimées d'après une formule sur la durée de la TAR, et certaines mesures de la qualité des services conçues pour garantir que FEI et FortisBC Electric maintiennent les services à leur niveau actuel. Les plans prévoient aussi des dispositions pour un processus d'examen annuel qui servira de lieu d'échanges entre les entreprises de services publics et les parties intéressées sur le rendement actuel et les activités futures.

En mai 2015 et en juin 2015, la BCUC a rendu ses décisions relatives aux tarifs de FEI et de FortisBC Electric pour 2015 conformément aux décisions relatives à TAR rendues en septembre 2014. Les décisions ont approuvé la base tarifaire de mi-exercice pour 2015 d'environ 3 661 millions \$ pour FEI et d'environ 1 249 millions \$ pour FortisBC Electric, ainsi que des hausses des tarifs facturés aux clients de respectivement 0,7 % et 4,2 % en 2015 par rapport aux tarifs de 2014.

En décembre 2015, la BCUC a rendu ses décisions relatives aux tarifs de FEI et de FortisBC Electric pour 2016. Les décisions ont approuvé la base tarifaire de mi-exercice pour 2016 d'environ 3 693 millions \$ pour FEI et d'environ 1 286 millions \$ pour FortisBC Electric, ainsi que des hausses des tarifs facturés aux clients pour 2016 de respectivement 1,79 % et 2,96 % par rapport aux tarifs de 2015.

### *Instances générales sur le coût du capital*

Une instance générale sur le coût du capital pour établir le RCP autorisé et la structure du capital des entreprises de services publics réglementés en Colombie-Britannique a eu lieu de 2012 à 2014. FEI a été désignée entreprise de référence, et une décision rendue par la BCUC a établi que, pour la période du 1<sup>er</sup> janvier 2013 au 31 décembre 2015, le RCP pour l'entreprise de référence serait de 8,75 % et la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital de 38,5 %. L'instance sur le coût du capital a reconfirmé pour FortisBC Electric une prime de risque par rapport à l'entreprise de référence de 40 points de base, de sorte que son RCP autorisé a été de 9,15 % du 1<sup>er</sup> janvier 2013 au 31 décembre 2015, et sa composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital a été de 40 %.

La décision de la BCUC exigeait que FEI dépose, comme entreprise de référence, une demande de révision du RCP et de la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital pour 2016. En octobre 2015, comme l'exige l'organisme de réglementation, FEI a déposé une demande de révision du RCP autorisé de référence pour 2016 et de la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital. Puisque FEI est l'entreprise de référence, la révision de la demande pourrait également avoir une incidence sur FortisBC Electric. Une décision sur la demande est attendue au deuxième trimestre de 2016.

### **FortisAlberta**

#### *Instances générales sur le coût du capital*

En mars 2015, l'AUC a rendu une décision à l'égard de l'instance générale sur le coût du capital en Alberta. L'instance générale sur le coût du capital a établi le RCP de FortisAlberta pour 2013 à 2015 à 8,30 %, en baisse par rapport au RCP provisoire autorisé de 8,75 %, et a fixé la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital à 40 %, en baisse par rapport à 41 %. L'AUC a également déterminé de ne pas rétablir l'approche fondée sur une formule pour le calcul du RCP autorisé pour le moment. Toutefois, le RCP autorisé de 8,30 % et la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital autorisée de 40 % resteront inchangés à titre provisoire pour 2016 et au-delà. Pour les entreprises de services publics réglementés en Alberta assujetties aux mécanismes de la TAR, y compris FortisAlberta, l'incidence des changements au RCP autorisé et à la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital autorisée résultant de l'instance générale sur le coût du capital ne s'applique qu'à la partie de la base tarifaire qui est financée par les produits de suivi du capital. Pour les actifs qui ne sont pas financés par les produits de suivi du capital, aucun ajustement de produits n'est nécessaire pour tenir compte de la modification du RCP autorisé et de la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital autorisée par rapport à ceux fixés dans la décision précédente sur l'instance générale sur le coût du capital.

En avril 2015, l'AUC a entrepris une instance générale sur le coût du capital visant à établir le RCP et la structure du capital autorisés pour 2016 et 2017. Bien que l'AUC ait acquiescé à la demande des entreprises de services publics en Alberta de négocier les questions à l'étude par l'instance générale sur le coût du capital pour 2016, il n'a pas été possible d'arriver à un règlement négocié, et une instance générale sur le coût du capital pour 2016 et 2017 a commencé. Une audience est prévue pour juin 2016 et une décision est attendue avant la fin de 2016.

#### *Demandes de suivi du capital*

Le financement des dépenses en immobilisations pour la période d'application de la TAR est un élément important du régime de TAR pour FortisAlberta. Le régime de la TAR procure un mécanisme de suivi du capital pour financer le recouvrement des coûts associés à certaines dépenses en immobilisations admissibles.

En mars 2015, l'AUC a rendu une décision sur les demandes de suivi du capital pour 2013, 2014 et 2015 de FortisAlberta. La décision : i) précise que la majorité des demandes de suivi du capital de la Société satisfont aux critères établis et pour lesquels, par conséquent, le recouvrement auprès des clients est approuvé; ii) approuve le test comptable de FortisAlberta pour déterminer les montants admissibles pour le facteur K; et iii) confirme certaines données qui doivent servir dans le cadre du test comptable, y compris la conclusion que le coût moyen pondéré du capital utilisé dans le test comptable doit être fondé sur les taux d'emprunt réels et sur le RCP autorisé et la structure du capital approuvés dans le cadre de l'instance générale sur le coût du capital.

En septembre 2015, l'AUC a approuvé l'attestation de conformité de FortisAlberta relative à la décision au sujet des produits de suivi du capital pour 2015, essentiellement telle qu'elle avait été déposée. Des produits de suivi du capital de 17 millions \$ ont été approuvés pour 2013 d'après les résultats réels, et des produits de suivi du capital de respectivement 42 millions \$ et 62 millions \$ ont été approuvés pour 2014 et 2015 d'après des prévisions. FortisAlberta a recouvré en 2013, 2014 et 2015 respectivement 15 millions \$, 29 millions \$ et 62 millions \$ des coûts associés aux dépenses de suivi du capital.

# Rapport de gestion

En mai 2015, FortisAlberta a déposé auprès de l'AUC une demande pour obtenir i) des produits de suivi du capital de 72 millions \$ pour 2016 et de 90 millions \$ pour 2017; ii) une baisse de 5 millions \$ des produits de suivi du capital pour 2014 afin de refléter les dépenses en immobilisations réelles; et iii) l'approbation de produits additionnels au titre des sommes de suivi du capital qui n'avaient pas été entièrement approuvées dans la décision sur la demande de suivi du capital pour 2015. Une audience sur cette demande a eu lieu en octobre 2015, la décision de l'organisme de réglementation étant attendue au cours du premier trimestre de 2016.

FortisAlberta a comptabilisé des produits de suivi du capital d'environ 59 millions \$ en 2015, dont 9 millions \$ associés aux mises à jour des sommes approuvées de suivi du capital pour 2013 et 2014. Les produits de suivi du capital pour 2015, d'environ 50 millions \$, tiennent compte d'une mise à jour des dépenses en immobilisations de suivi du capital pour 2015 connexe, par rapport aux prévisions approuvées reflétées dans les tarifs courants. Il s'en est suivi un report, à titre de passif réglementaire, de 12 millions \$ des produits de suivi du capital pour 2015.

## **Demande tarifaire annuelle pour 2016**

En décembre 2015, l'organisme de réglementation a approuvé la demande tarifaire annuelle pour 2016 de FortisAlberta, essentiellement telle qu'elle avait été déposée. Les tarifs et les avenants, en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016, comprennent une augmentation d'environ 4,6 % de la composante distribution des tarifs facturés aux clients. L'augmentation reflète : i) un facteur inflation productivité combiné de 0,9 %; ii) un facteur k de 64 millions \$, qui correspond à 90 % de l'amortissement et du rendement associés aux prévisions des dépenses de suivi du capital prévues pour 2016, contenues dans les demandes de suivi du capital déposées, comme déjà indiqué; et iii) des ajustements de 17 millions \$ des revenus de suivi du capital pour 2013, 2014 et 2015, contenus dans l'attestation de conformité déposée dans le cadre de la décision sur le suivi du capital pour 2015.

## **Questions sur la cession d'actifs de services publics**

Dans des décisions antérieures, l'AUC a pris des positions concernant le partage des coûts pour les actifs sous-utilisés et les gains ou pertes liés à la mise hors service extraordinaire d'actifs de services publics; FortisAlberta et d'autres entreprises de services publics de l'Alberta jugent que ces positions sont incorrectes. Les actifs sous-utilisés sont en général les actifs de services publics qui ne sont plus utilisés pour fournir ces services en raison de circonstances extraordinaires. Les prises de position de l'AUC laissent entendre que l'actionnaire est responsable du coût des actifs sous-utilisés dans un sens plus large que celui qui est généralement compris par les entreprises de services publics réglementés et entrent aussi en conflit directement avec la Loi albertaine *Electric Utilities Act*. Par conséquent, les entreprises de services publics de l'Alberta ont déposé des demandes d'autorisation d'appel auprès de la Cour d'appel de l'Alberta.

En septembre 2015, la Cour d'appel de l'Alberta a rejeté les demandes d'appel des entreprises de services publics. Dans sa décision, la Cour invoque le droit de réserve que doit avoir l'AUC quant à ses conclusions sur les façons dont les sociétés de services publics disposent de leurs actifs. La décision de la Cour d'appel de l'Alberta n'a pas d'effet immédiat sur la situation financière de FortisAlberta. Toutefois, la société est exposée au risque que le recouvrement, auprès des clients, des coûts irrécupérables d'actifs de services publics soit rendu impossible une fois qu'ils seront considérés par l'AUC comme provenant d'une mise hors service extraordinaire. En novembre 2015, les entreprises de services publics en Alberta ont déposé une demande d'autorisation d'appel auprès de la Cour suprême du Canada, dont le dénouement et le moment du dénouement sont inconnus.

## **Entreprises de services publics d'électricité dans l'est du Canada**

En octobre 2015, Newfoundland Power a déposé une DTG pour 2016 et 2017 auprès du PUB pour établir les tarifs qui seront facturés aux clients à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2016. La société propose une hausse moyenne globale des tarifs d'électricité de 3,1 %. La DTG comprendra un examen approfondi des coûts de Newfoundland Power, y compris du coût du capital. Le PUB étudie actuellement la requête. Une audience publique est censée commencer à la fin du premier trimestre de 2016 et une décision est attendue avant la fin du deuxième trimestre de 2016.

En octobre 2015, Maritime Electric a déposé une DTG auprès de l'IRAC, afin d'établir les tarifs qui seront facturés aux clients à compter du 1<sup>er</sup> mars 2016, à l'expiration de l'accord énergétique de l'Île-du-Prince-Édouard (*Prince Edward Island Energy Accord*). En janvier 2016, Maritime Electric et le gouvernement de l'Î.-P.-É. ont conclu un accord tarifaire général pour 2016 qui vise la période de trois ans allant du 1<sup>er</sup> mars 2016 au 28 février 2019. L'accord, sous réserve de l'approbation réglementaire, est en général semblable à la DTG déposée en octobre 2015, mais il reflète un RCP autorisé plafonné à 9,35 % sur une composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires moyenne de la structure du capital limitée à 40 %. En vertu de l'accord, la hausse typique des coûts d'achat d'électricité annuelle des clients ne pourra pas dépasser 2,3 %.

## **Principales instances réglementaires**

Le tableau suivant résume les principales instances réglementaires en cours, y compris les dates de dépôt des demandes et le calendrier prévu des décisions pour les entreprises de services publics réglementés les plus importantes de la Société.

<b>Entreprises de services publics réglementés</b>	<b>Demande/instance</b>	<b>Date du dépôt</b>	<b>Décision attendue</b>
TEP	DTG pour 2017	Novembre 2015	Quatrième trimestre de 2016
UNS Electric	DTG pour 2016	Mai 2015	Troisième trimestre de 2016
Central Hudson	Reforming the Energy Vision	Sans objet	À déterminer
FEI	Instance générale sur le coût du capital pour 2016	Octobre 2015	Deuxième trimestre de 2016
FortisAlberta	Demande de suivi du capital pour 2016–2017	Mai 2015	Premier trimestre de 2016
	Instance générale sur le coût du capital pour 2016–2017	Sans objet	Deuxième semestre de 2016
Newfoundland Power	DTG pour 2016–2017	Octobre 2015	Deuxième trimestre de 2016

## SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Le tableau qui suit présente les principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés entre le 31 décembre 2015 et le 31 décembre 2014.

### Principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés entre le 31 décembre 2015 et le 31 décembre 2014

Compte du bilan	Augmentation (diminution) <i>(en millions \$)</i>	Explication
Actifs réglementaires – à court et à long terme	117	L'augmentation est surtout attribuable : i) à la hausse des impôts reportés réglementaires, surtout pour FortisAlberta; ii) à l'effet de change de la conversion des actifs réglementaires libellés en dollars américains; et iii) au report de divers autres coûts, comme l'autorisent les organismes de réglementation. Les hausses ci-dessus ont été en partie contrebalancées par une baisse des actifs réglementaires pour Central Hudson attribuable à la compensation de certains soldes de comptes réglementaires, comme l'a autorisé l'organisme de réglementation, et par une baisse du report des avantages sociaux futurs.
Immobilisations de services publics	2 416	L'augmentation est principalement liée aux dépenses en immobilisations de services publics et à l'effet de change de la conversion des immobilisations de services publics libellées en dollars américains, contrebalancées en partie par l'amortissement et les apports de la clientèle.
Immobilisations autres que de services publics	(664)	La baisse est attribuable à la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers respectivement en juin 2015 et octobre 2015.
Écart d'acquisition	441	L'augmentation est attribuable à l'effet de change de la conversion de l'écart d'acquisition libellé en dollars américains.
Emprunts à court terme	181	L'augmentation est attribuable surtout à la hausse des emprunts à court terme pour FortisBC Energy et FortisBC Electric, essentiellement pour financer les dépenses en immobilisations.
Passifs réglementaires à court et à long terme	193	L'augmentation est attribuable surtout à l'effet de change de la conversion de passifs réglementaires libellés en dollars US et à la hausse des comptes de stabilisation tarifaire pour FortisBC Energy, en partie annulée par la réduction des passifs réglementaires pour Central Hudson du fait de la compensation de certains soldes de comptes réglementaires, comme l'a autorisé l'organisme de réglementation.
Dette à long terme (y compris la tranche à court terme)	732	L'augmentation résulte surtout de l'émission de titres de créance à long terme par les sociétés de services publics de la Société, à l'appui essentiellement des investissements dans les infrastructures énergétiques, et de l'effet de change de la conversion de la dette libellée en dollars américains. L'augmentation a été en partie contrebalancée par les remboursements réguliers sur la dette et les remboursements nets sur les facilités de crédit confirmées, surtout pour la Société, à l'aide du produit net de la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers.
Obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières (y compris la tranche à court terme)	(190)	La diminution s'explique principalement par l'achat d'une participation additionnelle dans l'unité 1 de Springerville et dans les installations de manutention de charbon de Springerville par UNS Energy à la suite de l'expiration de contrats de location.
Passifs d'impôts reportés	424	L'augmentation est surtout attribuable à des différences temporaires liées principalement aux dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementés et à l'effet de change de la conversion des passifs d'impôts reportés libellés en dollars américains.
Capitaux propres (compte non tenu des participations ne donnant pas le contrôle)	1 189	L'augmentation se rapporte principalement aux éléments suivants : i) une hausse du cumul des autres éléments du résultat étendu liée à la conversion des participations de la Société dans des filiales libellées en dollars américains, déduction faite des activités de couverture et des impôts; ii) le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour 2015, diminué des dividendes déclarés sur les actions ordinaires; et iii) l'émission d'actions ordinaires en vertu du régime de réinvestissement des dividendes, du régime d'achat d'actions à l'intention du personnel et du régime d'options sur actions de la Société.

## 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 2015 par rapport à 2014, et est suivi d'une analyse de la nature des écarts dans les flux de trésorerie.

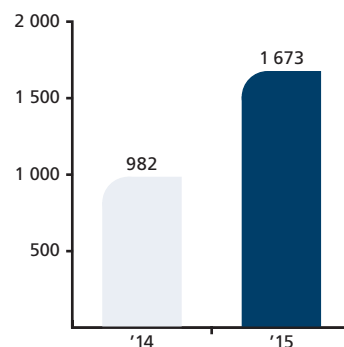
#### Sommaire des flux de trésorerie consolidés

Périodes closes les 31 décembre

(en millions \$)

	2015	2014	Écart
<b>Trésorerie au début de l'exercice</b>	<b>230</b>	72	158
<b>Flux de trésorerie liés à ce qui suit :</b>			
Activités d'exploitation	<b>1 673</b>	982	691
Activités d'investissement	<b>(1 368)</b>	(4 199)	2 831
Activités de financement	<b>(346)</b>	3 361	(3 707)
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	<b>53</b>	14	39
<b>Trésorerie à la fin de la période</b>	<b>242</b>	230	12

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



**Activités d'exploitation :** Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation en 2015 ont augmenté de 691 millions \$ en regard de ceux de l'exercice 2014. Cette hausse découle de l'augmentation des bénéfices en trésorerie et des variations favorables du fonds de roulement. L'augmentation des bénéfices en trésorerie est attribuable à l'acquisition de UNS Energy en août 2014. La contribution de l'Expansion Waneta et une hausse des bénéfices en trésorerie pour FortisAlberta ont également poussé l'augmentation. Les variations favorables du fonds de roulement pour FortisBC Energy et UNS Energy ont été en partie annulées par des variations défavorables pour FortisAlberta.

**Activités d'investissement :** Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement en 2015 ont diminué de 2 831 millions \$ en regard de ceux de l'exercice 2014. La diminution est attribuable à l'acquisition de UNS Energy en août 2014 pour un prix d'acquisition net au comptant de 2 745 millions \$. La diminution est aussi attribuable à la vente des actifs d'immeubles commerciaux en juin 2015 pour un produit de 430 millions \$, à la vente des actifs hôteliers en octobre 2015 pour un produit de 365 millions \$, et à la vente d'actifs de production dans le nord-ouest de l'État de New York en juin 2015 pour un produit de 77 millions \$ (63 millions \$ US), comparativement au produit de 105 millions \$ (95 millions \$ US) tiré de la vente de Griffith en mars 2014. La diminution a été en partie contrebalancée par une hausse des dépenses en immobilisations de 518 millions \$, attribuable à la contribution pour un exercice complet pour UNS Energy et une hausse des dépenses en capital faites par la plupart des sociétés de services publics réglementés de la Société, en partie compensées par la baisse des dépenses en immobilisations faites par les entreprises non réglementées du fait de l'achèvement de l'Expansion Waneta et de la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers.

**Activités de financement :** Les flux de trésorerie provenant des activités de financement en 2015 ont diminué de 3 707 millions \$ en regard de ceux de l'exercice 2014. La diminution est attribuable surtout au financement lié à l'acquisition de UNS Energy en août 2014 et au remboursement des emprunts faits sur les facilités de crédit en 2015 à l'aide du produit de la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers. L'acquisition de UNS Energy a été financée au moyen du produit de 1 800 millions \$, ou 1 725 millions \$ déduction faite des frais d'émission, tiré de l'émission de débentures convertibles, du produit tiré de l'émission d'actions privilégiées et des emprunts sur les facilités de crédit. En octobre 2014, la quasi-totalité des débentures convertibles ont été converties en 58,2 millions d'actions ordinaires de Fortis.

## Rapport de gestion

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 (remboursements) emprunts nets sur les facilités de crédit confirmées pour 2015 et 2014 sont résumés dans les tableaux qui suivent.

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

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2015	2014	Écart
UNS Energy <sup>1)</sup>	591	–	591
Central Hudson <sup>2)</sup>	25	33	(8)
FortisBC Energy <sup>3)</sup>	150	–	150
FortisAlberta <sup>4)</sup>	149	274	(125)
FortisBC Electric <sup>5)</sup>	–	198	(198)
Newfoundland Power <sup>6)</sup>	75	–	75
Caribbean Utilities <sup>7)</sup>	–	57	(57)
Fortis Turks and Caicos <sup>8)</sup>	12	92	(80)
Siège social <sup>9)</sup>	–	539	(539)
<b>Total</b>	<b>1 002</b>	<b>1 193</b>	<b>(191)</b>

<sup>1)</sup> En février 2015, TEP a émis des billets de premier rang non garantis à 3,05 %, 10 ans, pour un capital de 300 millions \$ US. Le produit net a servi au remboursement de la dette à long terme et des emprunts sur la facilité de crédit et au financement des dépenses en immobilisations. En avril 2015, UNS Electric a émis des billets non garantis à 3,95 %, 30 ans, pour un capital de 50 millions \$ US. Le produit net a servi surtout aux fins générales de la société. En août 2015, UNS Electric a émis des billets non garantis à 3,22 %, 12 ans, pour un capital de 80 millions \$ US, et UNS Gas a émis des billets non garantis à 4,00 %, 30 ans, pour un capital de 45 millions \$ US. Le produit net a servi à rembourser la dette à long terme venant à échéance.

<sup>2)</sup> En mars 2015, Central Hudson a émis des billets non garantis à 2,98 %, 10 ans, pour un capital de 20 millions \$ US. Le produit net a servi au financement des dépenses en immobilisations et aux fins générales de la société. En mars 2014, Central Hudson a émis des billets non garantis d'un capital de 30 millions \$ US, 10 ans, assortis d'un taux d'intérêt variable LIBOR trois mois majoré de 1 %. Le produit net a servi à rembourser la dette à long terme venant à échéance et à d'autres fins générales de la société.

<sup>3)</sup> En avril 2015, FortisBC Energy a émis des débetures non garanties à 3,38 %, 30 ans, pour un capital de 150 millions \$. Le produit net a servi au remboursement des emprunts à court terme et aux fins générales de la société.

<sup>4)</sup> En septembre 2015, FortisAlberta a émis des débetures de premier rang non garanties à 4,27 %, 30 ans, d'un capital de 150 millions \$. Le produit net a servi au remboursement des emprunts sur la facilité de crédit et aux fins générales de la société. En septembre 2014, FortisAlberta a émis en deux tranches des débetures de premier rang non garanties d'un capital de 275 millions \$, dont une tranche de 150 millions \$ échéant à 10 ans et une tranche de 125 millions \$ échéant à 30 ans à un taux d'intérêt respectif de 3,30 % et 4,11 %. Le produit net a été affecté au remboursement de la dette à long terme venant à échéance, au financement des dépenses en immobilisations et aux besoins généraux de la société.

<sup>5)</sup> En octobre 2014, FortisBC Electric a émis des débetures de premier rang non garanties, 30 ans, à 4,00 % d'un capital de 200 millions \$. Le produit a servi au remboursement de la dette à long terme et des emprunts sur la facilité de crédit.

<sup>6)</sup> En septembre 2015, Newfoundland Power a émis des obligations hypothécaires de premier rang à fonds d'amortissement à 4,446 %, 30 ans, d'un capital de 75 millions \$. Le produit net a servi au remboursement des emprunts sur la facilité de crédit et aux fins générales de la société.

<sup>7)</sup> En novembre 2014, Caribbean Utilities a émis des billets non garantis dont l'échéance varie de 15 à 32 ans, pour un capital de 50 millions \$ US, au taux nominal variant de 3,65 % à 4,53 %. Le produit net a servi au financement des dépenses en immobilisations.

<sup>8)</sup> En janvier 2015, Fortis Turks and Caicos a émis des billets non garantis à 4,75 %, 15 ans, pour un capital de 10 millions \$ US. Le produit net a servi au financement des dépenses en immobilisations et aux fins générales de la société. En décembre 2014, Fortis Turks and Caicos a émis des billets non garantis à 4,75 %, 15 ans, pour un capital de 80 millions \$ US. Le produit net a servi au remboursement des prêts intersociétés d'une filiale directe de Fortis.

<sup>9)</sup> En juin 2014, la Société a émis des billets non garantis dont l'échéance varie de 5 à 30 ans, pour un capital de 213 millions \$ US, au taux nominal variant de 2,92 % à 4,88 %. La durée moyenne pondérée jusqu'à l'échéance était d'environ 9 ans et le taux nominal moyen pondéré était de 3,51 %. Le produit net a été affecté au remboursement des emprunts en dollars américains effectués sur la facilité de crédit confirmée de la Société ainsi qu'au financement des besoins généraux de la Société. En septembre 2014, la Société a émis des billets non garantis dont l'échéance varie de 7 à 30 ans pour un capital de 287 millions \$ US, au taux nominal variant de 3,64 % à 5,03 %. La durée moyenne pondérée jusqu'à l'échéance était d'environ 12 ans et le taux nominal moyen pondéré était de 4,11 %. Le produit net a servi au remboursement de la dette à long terme et aux fins générales de la Société.



## Rapport de gestion

### 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 \$)

	2015	2014	Écart
UNS Energy	(449)	–	(449)
Central Hudson	–	(24)	24
FortisBC Energy	(92)	(6)	(86)
FortisAlberta	–	(200)	200
FortisBC Electric	–	(140)	140
Newfoundland Power	(6)	(35)	29
Caribbean Utilities	(17)	(19)	2
Fortis Turks and Caicos	(4)	(4)	–
Fortis Properties	(34)	(22)	(12)
Siège social	–	(293)	293
<b>Total</b>	<b>(602)</b>	<b>(743)</b>	<b>141</b>

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

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2015	2014	Écart
UNS Energy	(199)	61	(260)
FortisAlberta	30	3	27
FortisBC Electric	–	(54)	54
Newfoundland Power	(47)	65	(112)
Siège social	(406)	535	(941)
<b>Total</b>	<b>(622)</b>	<b>610</b>	<b>(1 232)</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 des 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.

En septembre 2014, Fortis a émis 24 millions d'actions privilégiées de premier rang, série M, pour un produit brut de 600 millions \$. Le produit net a servi au remboursement d'une partie des emprunts effectués sur les facilités de crédit aux fins du financement initial d'une partie de l'acquisition de UNS Energy.

Les dividendes versés sur les actions ordinaires en 2015 se sont établis à 232 millions \$, déduction faite des dividendes réinvestis de 156 millions \$, comparativement à 194 millions \$, déduction faite des dividendes réinvestis de 81 millions \$, versés en 2014. 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 1,40 \$ en 2015, contre 1,28 \$ en 2014. En 2015, le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation a été de 278,6 millions et en 2014, il a été de 225,6 millions.

## Obligations contractuelles

Le tableau qui suit présente, au 31 décembre 2015, 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 2015 (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
Dette à long terme	<b>11 240</b>	384	71	283	239	857	9 406
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme	<b>9 435</b>	536	512	507	495	488	6 897
Obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières <sup>1)</sup>	<b>2 478</b>	72	74	93	77	75	2 087
Obligations d'achat d'électricité renouvelable <sup>2)</sup>	<b>1 589</b>	93	93	92	92	92	1 127
Obligations d'achat de gaz <sup>3)</sup>	<b>1 449</b>	366	253	222	153	131	324
Obligations d'achat d'électricité <sup>4)</sup>	<b>1 440</b>	281	209	180	102	36	632
Contrats à long terme – UNS Energy <sup>5)</sup>	<b>1 057</b>	146	141	105	102	82	481
Coût en capital <sup>6)</sup>	<b>488</b>	19	19	19	19	19	393
Obligations liées aux contrats de location-exploitation <sup>7)</sup>	<b>181</b>	12	11	11	11	8	128
Contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable <sup>8)</sup>	<b>162</b>	13	13	13	13	13	97
Acquisition des installations communes de Springerville <sup>9)</sup>	<b>147</b>	–	53	–	–	–	94
Obligations de capitalisation des avantages sociaux futurs	<b>139</b>	49	12	8	9	9	52
Billet de la société Waneta	<b>72</b>	–	–	–	–	72	–
Ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés	<b>53</b>	3	3	3	3	3	38
Autres <sup>10)</sup>	<b>71</b>	15	12	16	3	–	25
<b>Total</b>	<b>30 001</b>	1 989	1 476	1 552	1 318	1 885	21 781

<sup>1)</sup> Comprend les remboursements de capital, les intérêts implicites et les frais accessoires se rapportant principalement aux obligations liées aux contrats de location-acquisition de FortisBC Electric.

<sup>2)</sup> TEP et UNS Electric sont parties à des CAÉ renouvelable à long terme d'une durée de 20 ans, totalisant environ 1 148 millions \$ US au 31 décembre 2015, lesquels exigent que TEP et UNS Electric achètent 100 % de la production de certaines centrales de production d'énergie renouvelable qui ont commencé leur exploitation commerciale. Bien que TEP et UNS Electric ne soient pas tenues d'effectuer des paiements aux termes de ces contrats si l'électricité n'est pas livrée, le tableau ci-dessus comprend les paiements futurs estimés d'après les livraisons d'électricité prévues. Ces contrats viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2035. TEP est partie à d'autres CAÉ renouvelables à long terme pour respecter les normes sur l'énergie renouvelable de l'État de l'Arizona; toutefois, la société n'est pas tenue d'acheter de l'électricité en vertu de ces contrats tant que les centrales ne sont pas mises en service. En février 2016, une des centrales a été mise en exploitation commerciale, ce qui a fait augmenter de 58 millions \$ US les paiements futurs estimés pour les CAÉ renouvelables, augmentation qui ne figure pas dans le tableau ci-dessus.

<sup>3)</sup> Certaines filiales de la Société, principalement FortisBC Energy et Central Hudson, concluent des contrats d'achat de gaz, de transport de gaz et de services d'entreposage. FortisBC Energy a des obligations d'achat de gaz qui sont fondés sur des indices de prix du gaz qui varient selon les prix du marché; les obligations sont basées sur les prix indiciaires en vigueur le 31 décembre 2015. Pour Central Hudson, les obligations sont basées sur des tarifs, des taux négociés et des prix du marché au 31 décembre 2015.

<sup>4)</sup> Les obligations d'achat d'électricité comprennent divers contrats d'achat d'électricité détenus par certaines filiales de la Société, comme décrit ci-dessous.

#### FortisBC Energy

En mars 2015, FortisBC Energy a conclu un contrat d'approvisionnement en électricité avec BC Hydro visant l'achat d'électricité pour le projet d'expansion de Tilbury, dont les obligations d'achat totalisaient 513 millions \$ au 31 décembre 2015.

#### FortisBC Electric

Les obligations d'achat d'électricité de FortisBC Electric, qui totalisaient 292 millions \$ au 31 décembre 2015, comprennent essentiellement un CAÉ avec BC Hydro pour l'achat de capacité pouvant atteindre 200 MW et de l'énergie associée pouvant atteindre 1 752 GWh sur une durée de 20 ans, comme autorisé par la BCUC. La capacité et l'énergie qui seront achetées en vertu de ce contrat ne visent pas une centrale particulière.

En outre, en novembre 2011, FortisBC Electric a signé l'entente sur la capacité de l'Expansion Waneta, qui lui permet d'acheter 234 MW de capacité sur une durée de 40 ans, à compter d'avril 2015, comme autorisé 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.

### *FortisOntario*

Les obligations d'achat d'électricité de FortisOntario, qui totalisaient 208 millions \$ au 31 décembre 2015, 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; les deux contrats expireront en décembre 2019. 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 prévoit la fourniture de 100 MW de capacité, et la fourniture d'au moins 300 GWh d'électricité par année de contrat.

### *Maritime Electric*

Les obligations d'achat d'électricité de Maritime Electric, qui totalisaient 194 millions \$ au 31 décembre 2015, comprennent deux contrats d'achat ferme pour l'achat soit de capacité ou d'énergie, qui expireront en février 2019 et en novembre 2032, ainsi qu'un contrat d'achat d'énergie avec la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (« Énergie NB ») qui expirera en février 2019.

### *Central Hudson*

Les obligations d'achat d'électricité de Central Hudson totalisaient 124 millions \$ US au 31 décembre 2015. En juin 2014, Central Hudson a conclu un contrat visant l'achat de la capacité installée disponible de la centrale de Danskammer d'octobre 2014 à août 2018, avec des engagements d'achat d'environ 76 millions \$ US restant au 31 décembre 2015. En 2015, Central Hudson a conclu des contrats d'achat d'électricité sur une base conditionnelle par unité à des prix déterminés au cours de périodes de pointe de demande de charge, entre juin 2015 et août 2016, afin de remplacer deux contrats qui ont expiré en mars 2015.

- <sup>5)</sup> UNS Energy a conclu divers contrats à long terme relatifs à l'achat et à la livraison de charbon pour alimenter ses centrales, à l'achat de services de transport de gaz pour répondre à ses besoins en charges, et à l'achat de services de transport pour l'électricité achetée, avec des obligations totalisant respectivement 440 millions \$ US, 261 millions \$ US et 63 millions \$ US au 31 décembre 2015. Les montants versés aux termes de ces contrats relatifs à l'achat et à la livraison de charbon dépendent des quantités réelles d'achat et de livraison. Certains de ces contrats comprennent également des clauses d'ajustement de prix qui auront une incidence sur les coûts futurs en vertu des contrats. Par suite de la restructuration de la propriété de la centrale de San Juan en janvier 2016, un nouveau contrat d'approvisionnement en charbon est entré en vigueur et établit les obligations d'achat minimum de TEP à 137 millions \$ US, montant qui ne figure pas dans le tableau ci-dessus.
- <sup>6)</sup> Maritime Electric a droit à environ 4,55 % de la production de la centrale nucléaire Point Lepreau d'Énergie NB 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 coûts d'exploitation de la centrale.
- <sup>7)</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 voitures sur rail, de servitudes et de droits de passage ainsi que de véhicules et de matériel.
- <sup>8)</sup> UNS Energy est partie à des contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable totalisant environ 117 millions \$ US au 31 décembre 2015, en vue d'acheter les attributions environnementales auprès des clients de détail ayant des centrales solaires. Les paiements liés aux contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable sont versés à des intervalles convenus par contrat selon la quantité d'énergie renouvelable produite mesurée.
- <sup>9)</sup> UNS Energy s'est engagée à exercer son option d'achat à prix fixe en vue d'acheter une participation indivise de 50 % dans le contrat de location des installations communes de Springerville si le bail n'est pas renouvelé, pour un prix d'acquisition de 106 millions \$ US, une installation devant être acquise en 2017 et les deux autres installations devant l'être en 2021.
- <sup>10)</sup> Les autres obligations contractuelles comprennent divers autres engagements conclus entre la Société et ses filiales, y compris les obligations au titre du régime d'unités d'actions liées au rendement, du régime de droits à la valeur d'actions temporairement incessibles et du régime d'unités d'actions à dividende différé des administrateurs ainsi que les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

# Rapport de gestion

## 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 d'électricité et de gaz, 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 1,9 milliard \$ en 2016. Au cours des cinq exercices de 2016 à 2020, le programme de dépenses en immobilisations consolidé de la Société devrait atteindre environ 9 milliards \$, montant qui n'est pas compris dans le tableau des obligations contractuelles.

*Autres* : CH Energy Group est partie à un investissement visant le développement, la propriété et l'exploitation de projets de transport d'électricité dans l'État de New York. En décembre 2014, une demande a été déposée auprès de la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis (« FERC ») concernant le recouvrement des frais et le rendement de cinq projets de lignes de transport à haute tension totalisant 1,7 milliard \$ US, au titre desquels l'engagement maximal de CH Energy Group est de 182 millions \$ US. CH Energy Group a fourni une garantie de société mère afin d'assurer le paiement de l'engagement maximal de 182 millions \$ US. Au 31 décembre 2015, aucune obligation de paiement n'était prévue relativement à cette garantie.

FortisBC Energy a émis des lettres d'engagement à des clients, dont le total était de 33 millions \$ au 31 décembre 2015, afin de fournir un financement destiné à la conservation de l'énergie et l'efficacité énergétique (« CEEÉ »), en vertu du programme de CEEÉ approuvé par la BCUC.

Caribbean Utilities est partie à des contrats principal et secondaire d'achat de combustible et 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 20 millions de gallons impériaux pour 2016. Fortis Turks and Caicos a un contrat renouvelable auprès d'un important fournisseur pour combler tous ses besoins de combustible diesel associés à la production d'électricité. En vertu de ce contrat, les besoins de combustible sont de 12 millions de gallons impériaux par année.

Les passifs réglementaires à long terme de la Société, qui totalisaient 1 340 millions \$ au 31 décembre 2015, ont été exclus du tableau des obligations contractuelles ci-dessus, 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 8 afférente aux états financiers consolidés audités de 2015 de la Société.

## Structure du capital

Les activités principales de la Société, soit les services publics réglementés d'électricité et de gaz, 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 s'assurer l'accès aux capitaux, la Société vise à maintenir une structure du capital à long terme consolidée composée d'environ 35 % de capitaux propres attribuables aux actions ordinaires, et d'environ 65 % de titres de créance et d'actions privilégiées, ainsi qu'à conserver des notes de solvabilité propres de première qualité. Chaque entreprise de services publics réglementés de la Société maintient une structure du capital qui lui est propre et qui est conforme à la structure du capital réputée qui est reflétée dans les tarifs facturés à sa clientèle.

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

### Structure du capital

Aux 31 décembre	2015		2014	
	(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>	<b>11 950</b>	<b>54,8</b>	11 239	56,4
Actions privilégiées	<b>1 820</b>	<b>8,3</b>	1 820	9,1
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	<b>8 060</b>	<b>36,9</b>	6 871	34,5
<b>Total</b> <sup>2)</sup>	<b>21 830</b>	<b>100,0</b>	19 930	100,0

<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.

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 2015 se composait de 53,7 % de dettes, de 8,5 % d'actions privilégiées et de 37,8 % de capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires (54,8 % de dettes, 9,5 % d'actions privilégiées et 35,7 % de capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires au 31 décembre 2014).

# Rapport de gestion

L'amélioration de la structure du capital de la Société découle de l'augmentation des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires par suite : i) d'une hausse du cumul des autres éléments du résultat étendu liée à la conversion des participations de la Société dans des filiales libellées en dollars américains, déduction faite des activités de couverture et après impôts; ii) du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, diminué des dividendes déclarés sur les actions ordinaires; et iii) de l'émission d'actions ordinaires en vertu du régime de réinvestissement des dividendes, du régime d'achat d'actions à l'intention du personnel et du régime d'options sur actions de la Société. La structure du capital a également subi l'incidence d'une augmentation du total de la dette, attribuable à l'effet de change de la conversion de la dette libellée en dollars américains et aux nouveaux titres d'emprunt à l'appui des investissements dans les infrastructures énergétiques, le tout contrebalancé en partie par les remboursements réguliers sur la dette et par les remboursements nets sur les facilités de crédit confirmées.

## Notes de crédit

Au 31 décembre 2015, les notes de crédit de la Société se présentaient comme suit :

Standard & Poor's (« S&P »)	A- / stable (titres à long terme de la Société et titres de créance non garantis)
DBRS	A (bas) / stable (titres de créance non garantis)

Les notes de crédit ci-dessus reflètent le profil de faible 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 des niveaux d'endettement raisonnables en ce qui a trait à la société de portefeuille. En février 2016, après l'annonce par Fortis de la conclusion d'un accord visant à faire l'acquisition d'ITC, S&P a confirmé la note de crédit à long terme de la Société à A-, a révisé la note des titres de créance à long terme non garantis de cette dernière de A- à BBB+ a révisé sa perspective à l'égard de la Société, la portant de stable à négative. De même, en février 2016, DBRS a mis sous surveillance la note de crédit de la Société avec une mention de perspective négative.

## Programme d'investissement

Les investissements dans les infrastructures énergétiques sont nécessaires pour assurer le maintien et l'amélioration de la performance de la fiabilité et de la sûreté des réseaux d'électricité et de gaz 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 276 millions \$ ont été passés en charges en 2015, en comparaison d'environ 203 millions \$ en 2014. L'augmentation résulte surtout de la contribution sur un exercice complet de UNS Energy en 2015.

Les dépenses en immobilisations consolidées brutes pour 2015 se sont établies à un montant d'environ 2,2 milliards \$. Le tableau qui suit présente, par secteur et par catégorie d'actifs, une ventilation de ces dépenses en immobilisations pour 2015.

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

Exercice clos le 31 décembre 2015

	Entreprises de services publics réglementés							Activités non réglementées			Total
	UNS Energy	Central Hudson	FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric	Est du Canada	Électricité dans les Caraïbes	Total – Entreprises de services publics réglementés	Fortis Generation	Autres que de services publics <sup>2)</sup>	
(en millions \$)											
Production	321	1	–	–	3	9	107	441	38	–	479
Transport	131	37	57	–	19	23	2	269	–	–	269
Distribution	135	102	134	358	38	121	16	904	–	–	904
Installations, matériel, véhicules et autres <sup>3)</sup>	39	27	254	73	35	14	9	451	–	28	479
Technologies de l'information	43	14	15	21	8	8	3	112	–	–	112
<b>Total</b>	<b>669</b>	<b>181</b>	<b>460</b>	<b>452</b>	<b>103</b>	<b>175</b>	<b>137</b>	<b>2 177</b>	<b>38</b>	<b>28</b>	<b>2 243</b>

<sup>1)</sup> Représentent les paiements au comptant visant 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 PFUPC.

<sup>2)</sup> Comprennent des dépenses en immobilisations d'environ 14 millions \$ du côté de FAES, dont les résultats sont présentés dans le secteur Siège social et autres.

<sup>3)</sup> Comprennent les dépenses en immobilisations liées à l'Expansion Tilbury de FortisBC Energy et les dépenses en immobilisations liées au transport sur l'Alberta Electric System Operator (« AESO ») de FortisAlberta.

Les dépenses en immobilisations prévues sont fondées sur des projections détaillées quant à la demande d'énergie et aux coûts de la main-d'œuvre et du matériel, ainsi que sur d'autres facteurs, y compris la conjoncture économique et les taux de change, qui pourraient changer et entraîner un écart entre les dépenses réelles et les dépenses prévues. Les dépenses en immobilisations consolidées brutes ont totalisé 2 243 millions \$ pour 2015, soit 91 millions \$ de plus que les prévisions de 2 152 millions \$ pour 2015, comme présenté dans le rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2014. L'augmentation tient à la hausse des dépenses en immobilisations de FortisBC Energy, attribuable surtout au calendrier des paiements associés à l'Expansion Tilbury, et de FortisAlberta, attribuable surtout à l'acquisition de deux associations d'électrification rurale au coût d'environ 21 millions \$ en 2015 et à l'effet de change associé à la conversion des dépenses en immobilisations libellées en dollars américains. L'augmentation a été en partie compensée par la baisse, par rapport aux prévisions, des dépenses en immobilisations faites par l'Expansion Waneta, étant donné le calendrier des paiements, et par FAES.

## Rapport de gestion

Les dépenses en immobilisations consolidées brutes pour 2016 devraient atteindre environ 1,9 milliard \$. Le tableau qui suit présente, par secteur et par catégorie d'actifs, une ventilation des dépenses en immobilisations consolidées brutes prévues pour 2016.

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

Exercice clos le 31 décembre 2016

(en millions \$)	Entreprises de services publics réglementés							Activités non réglementées			Total
	UNS Energy	Central Hudson	FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric	Est du Canada	Électricité dans les Caraïbes	Total – Entreprises de services publics réglementés	Fortis Generation	Autres que de services publics <sup>2)</sup>	
Production	162	2	–	–	2	24	73	263	15	–	278
Transport	66	30	84	–	21	19	6	226	–	–	226
Distribution	168	142	129	311	29	110	23	912	–	–	912
Installations, matériel, véhicules et autres <sup>3)</sup>	40	25	118	109	16	9	20	337	–	3	340
Technologies de l'information	49	29	18	21	11	12	5	145	–	–	145
<b>Total</b>	<b>485</b>	<b>228</b>	<b>349</b>	<b>441</b>	<b>79</b>	<b>174</b>	<b>127</b>	<b>1 883</b>	<b>15</b>	<b>3</b>	<b>1 901</b>

<sup>1)</sup> Représentent les paiements au comptant visant 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 PFUPC. Les dépenses en immobilisations prévues pour 2016 sont basées sur un taux de change prévu de 1,00 \$ US = 1,38 \$ CA.

<sup>2)</sup> Comprennent des dépenses en immobilisations prévues d'environ 3 millions \$ du côté de FAES, dont les résultats sont présentés dans le secteur Siège social et autres.

<sup>3)</sup> Comprennent les dépenses en immobilisations prévues liées à l'expansion des installations à Tilbury de FortisBC Energy et les dépenses en immobilisations liées au transport sur l'AESO de FortisAlberta.

La répartition en pourcentage des dépenses en immobilisations consolidées brutes réelles pour 2015 et prévues pour 2016 entre la croissance, le maintien et les autres se présente comme suit.

### Dépenses en immobilisations consolidées brutes

Exercices se terminant les 31 décembre

(%)	Coûts réels 2015	Coûts prévus 2016
Croissance <sup>1)</sup>	40	36
Maintien <sup>2)</sup>	44	48
Autres <sup>3)</sup>	16	16
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

<sup>1)</sup> Comprennent les dépenses en immobilisations prévues liées à l'Expansion Tilbury de FortisBC Energy et les dépenses en immobilisations liées au transport sur l'AESO de FortisAlberta.

<sup>2)</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>3)</sup> Se rapportent aux installations, au matériel, aux véhicules, aux systèmes de technologie de l'information et aux autres actifs.

Au cours des cinq exercices de 2016 à 2020, compte non tenu de l'acquisition prochaine d'ITC, les dépenses en immobilisations consolidées brutes devraient atteindre environ 9 milliards \$. La ventilation approximative des dépenses en immobilisations qui devraient être engagées est la suivante : 40 % par les entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz aux États-Unis, 37 % par les entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada, principalement FortisAlberta, 17 % par les entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada, 5 % par les entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes et les 1 % 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 qui devraient être engagées sera la suivante : 35 % pour répondre aux besoins d'une clientèle en croissance, 50 % 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 15 % pour les installations, le matériel, les véhicules, la technologie de l'information et les autres actifs.

La base tarifaire de mi-exercice réelle de 2015 et prévue de 2016 pour les entreprises de services publics réglementés de la Société et de l'Expansion Waneta est présentée dans le tableau ci-dessous.

### Base tarifaire de mi-exercice prévue

(en milliards \$)	Réel 2015	Prévu 2016
UNS Energy <sup>1)</sup>	4,1	4,8
Central Hudson <sup>1)</sup>	1,4	1,6
FortisBC Energy	3,7	3,7
FortisAlberta	2,7	3,0
FortisBC Electric	1,3	1,3
Entreprises de services publics d'électricité dans l'est du Canada	1,6	1,7
Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes <sup>1)</sup>	0,8	0,9
Expansion Waneta	0,8	0,8
<b>Total</b>	<b>16,4</b>	<b>17,8</b>

<sup>1)</sup> La base tarifaire de mi-exercice réelle de 2015 est fondée sur un taux de change réel de 1,00 \$ US = 1,28 \$ CA, et la base tarifaire de mi-exercice prévu de 2016 est fondée sur un taux de change prévu de 1,00 \$ US = 1,38 \$ CA.

## Rapport de gestion

Les principaux projets d'investissements inclus dans les dépenses en immobilisations de base de la Société pour 2015 et 2016 sont résumés dans le tableau qui suit.

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

(en millions \$)		Avant 2015	Coûts réels 2015	Coûts prévus 2016	Coûts prévus 2017-2020	Année prévue d'achèvement
<b>Société</b>	<b>Nature du projet</b>					
UNS Energy <sup>2)</sup>	Participation dans l'unité 1 de Springerville	23	57	–	–	2015
	Rachat du contrat de location des installations de manutention de charbon de Springerville	–	91	–	–	2015
	Projet de transport à Pinal	9	84	–	–	2015
	Programme d'installations solaires résidentielles	–	1	22	90	En cours
Central Hudson <sup>2)</sup>	Programme de remplacement des canalisations principales	7	19	29	135	Post-2020
FortisBC Energy	Projet d'expansion de l'usine de GNL de Tilbury <sup>3)</sup>	145	181	105	15	2016
	Mise à niveau du réseau de la vallée du bas Fraser	4	11	50	362	2018
FortisAlberta	Programme de gestion des poteaux	159	41	42	94	Post-2020
Caribbean Utilities <sup>2)</sup>	Expansion de la production	12	61	35	–	2016
Société Waneta	Expansion Waneta <sup>4)</sup>	679	36	13	97	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, y compris les composantes capitaux propres et intérêts capitalisés de la PFUPC, le cas échéant.

<sup>2)</sup> Les dépenses en immobilisations prévues sont basées sur un taux de change prévu de 1,00 \$ US = 1,38 \$ CA pour 2016 à 2020.

<sup>3)</sup> Le total des investissements dans les projets aux 31 décembre 2014 et 2015 comprennent respectivement environ 43 millions \$ et 11 millions \$ de montants à payer hors trésorerie.

<sup>4)</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.

UNS Energy a terminé trois importants projets d'investissement en 2015. En janvier 2015, à l'expiration du contrat de location de l'unité 1 de Springerville, UNS Energy acheté une participation additionnelle dans l'unité 1 de Springerville pour une contrepartie de 46 millions \$ US. Cet achat a fait passer la participation à 49,5 %. De plus, à l'expiration du contrat de location des installations de manutention de charbon de Springerville en avril 2015, UNS Energy a acheté une participation additionnelle dans les installations de manutention de charbon pour un montant de 72 millions \$ US. Le projet de transport à Pinal de UNS Energy a aussi été terminé en 2015, au coût total de 79 millions \$ US. Le projet a compris la construction d'une ligne de transport de 500 kilovolts dans le comté de Pinal, qui augmentera la capacité d'importation de la société à partir de l'unité 3 de la rivière Gila et du point d'échange de Palo Verde.

Le programme d'installations solaires résidentielles de UNS Energy est un partenariat avec des entreprises locales de produits d'énergie solaire qui consiste pour UNS Energy à se porter acquéreur de systèmes de toit solaire et à les installer sur la résidence de particuliers. Le total du coût en capital du programme jusqu'en 2020 devrait atteindre environ 82 millions \$ US, dont environ 16 millions \$ US devraient être dépensés en 2016.

Le programme de remplacement des canalisations principales de Central Hudson, d'une durée de 15 ans, consiste à éliminer et remplacer sur tout le réseau de distribution de gaz les canalisations qui présentent un risque de fuites. Le programme de remplacement proposé fait augmenter le taux des dépenses annuelles consacrées aux remplacements de canalisations à quelque 20 millions \$ US, dans le but d'accélérer le plan de remplacement. Environ 15 millions \$ US ont été dépensés en 2015 dans le cadre de ce programme, et 21 millions \$ US devraient être dépensés en 2016. La majeure partie des dépenses seront faites après 2020.

Le projet d'expansion en cours de l'usine de GNL de FortisBC Energy à Tilbury, dont le coût total du projet est estimé à 440 millions \$; comprendra l'installation d'un deuxième réservoir de GNL et d'un nouveau liquéfacteur, les deux devant être en service vers la fin de 2016. FortisBC Energy a reçu un décret émis par le gouvernement de la Colombie-Britannique en vertu duquel le projet d'usine de GNL de Tilbury n'a pas à obtenir d'autres approbations réglementaires. Les principales activités de construction pendant 2015 ont consisté à aménager les lieux destinés au réservoir et au processus de liquéfaction. Le total des coûts du projet à la fin de 2015 approchait 326 millions \$.

Le projet en cours de mise à niveau du réseau de la vallée du bas Fraser de FortisBC Energy a pour objet de régler des problématiques de capacité du réseau et d'état des pipelines sur le réseau d'approvisionnement en gaz de la vallée du bas Fraser en Colombie-Britannique. Le projet sera réalisé en deux étapes : i) l'étape de mise à niveau du réseau à moyenne pression de la vallée du bas Fraser, qui porte sur le problème d'état des pipelines; et ii) l'étape portant sur le réseau de transport côtier, qui vise à augmenter la sécurité d'approvisionnement par une réduction du nombre de points de défaillance séparés. Le coût estimatif du projet est de 427 millions \$, dont environ 50 millions \$ devraient être dépensés en 2016, et devrait être terminé en 2018. La BCUC a approuvé la demande de remplacement de certains tronçons à moyenne pression dans la région du grand Vancouver en octobre 2015. L'étape visant le réseau de transport côtier a été approuvée par décret spécial du gouvernement de la Colombie-Britannique en 2014 et ne fera pas l'objet d'autres revues réglementaires.

En 2015, FortisAlberta a poursuivi le remplacement des vieux poteaux en vertu de son programme de gestion des poteaux, qui vise à prolonger la durée d'utilité des poteaux existants et à remplacer les poteaux détériorés qui ne peuvent pas être réparés. Le coût en capital du programme jusqu'en 2020 devrait totaliser environ 336 millions \$. Quelque 41 millions \$ ont été investis dans le programme en 2015, pour un total cumulatif de 200 millions \$.

## Rapport de gestion

---

Dans le cadre d'un appel d'offres, Caribbean Utilities a été retenue comme fournisseur d'une nouvelle capacité de production et a conclu un contrat de conception-construction pour couvrir l'achat et l'installation clé en main de deux unités de production alimentée au diesel de 18,5 MW, d'une turbine à vapeur de 2,7 MW alimentée par la chaleur récupérée et de l'équipement auxiliaire connexe. Quelque 48 millions \$ US ont été investis dans le projet en 2015, dont environ 25 millions \$ US devraient être dépensés en 2016. Le coût du projet est estimé à 85 millions \$ US, et la centrale devrait être mise en service mi-2016.

Les travaux de construction de l'Expansion Waneta, centrale de 335 MW, au coût de 900 millions \$ ont pris fin le 1<sup>er</sup> avril 2015, en avance sur l'échéancier et selon le budget. La construction de l'Expansion Waneta, adjacente au barrage Waneta et aux installations sur la rivière Pend d'Oreille, au sud de Trail, en Colombie-Britannique, a commencé à la fin de 2010. L'Expansion Waneta est une seconde installation de production construite immédiatement en aval du barrage Waneta sur la rivière Pend d'Oreille. Elle utilise la charge hydraulique existante pour générer de l'énergie propre, renouvelable et rentable à partir d'un potentiel hydraulique qui serait autrement gaspillé. Le projet comprenait aussi la construction d'une ligne de transport de 230 kilovolts sur 10 kilomètres. Le 2 avril 2015, l'Expansion Waneta a commencé à produire de l'électricité, dont la totalité est vendue à BC Hydro et à FortisBC Electric en vertu de contrats de 40 ans. Fortis, qui détient une participation de 51 % dans la société Waneta, exploite et maintient l'investissement non réglementé. 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.

### Occasions d'investissements additionnels

Parallèlement aux prévisions de dépenses en immobilisations consolidées de base de la Société, la direction explore les territoires de service existants afin de trouver de nouvelles occasions d'investissement. Ces autres possibilités, abordées plus en détail ci-après, ne sont pas incluses dans les prévisions de dépenses en immobilisations de base de la Société et sont présentées compte non tenu de l'acquisition d'ITC.

FortisBC Energy explore d'autres scénarios d'investissement dans les infrastructures de GNL, y compris un prolongement du pipeline proposé de Woodfibre LNG, à Squamish, en Colombie-Britannique et un nouveau prolongement à Tilbury. En décembre 2014, FortisBC Energy a reçu un décret émis par le gouvernement de la Colombie-Britannique en vertu duquel ces projets n'avaient pas à obtenir d'autres approbations réglementaires de la BCUC.

Le prolongement du pipeline est conditionnel à la construction des installations d'exportation par Woodfibre LNG. L'usine de Woodfibre LNG a réussi l'examen du British Columbia Environmental Assessment Office, et, en octobre 2015, la Première Nation Squamish a approuvé le certificat environnemental. Ces approbations sont des jalons importants; toutefois, le projet n'a pas encore franchi celui de l'évaluation environnementale fédérale. En outre, le prolongement du pipeline de FortisBC Energy, au coût total estimatif d'au plus 600 millions \$, doit aussi obtenir des approbations du point de vue environnemental. Woodfibre LNG devrait prendre une décision définitive quant à l'investissement en 2016.

Le nouveau prolongement à Tilbury est conditionnel à l'obtention de contrats à long terme utilisant 70 % de la capacité de liquéfaction additionnelle, en moyenne, pour les 15 premières années d'exploitation. FortisBC Energy a conclu une entente conditionnelle avec Hawaiian Electric Company aux termes de laquelle cette exigence serait respectée, sous réserve du processus d'approbation réglementaire à Hawaï. La Société poursuit les pourparlers avec Hawaiian Electric Company, qui devrait être le principal acheteur, relativement à la viabilité et à l'étendue du projet. Toute entente conclue sera assujettie à l'approbation de la Hawaii Public Utilities Commission.

La Société envisage d'autres occasions importantes qui ne sont pas encore incluses dans la prévision de dépenses en capital de la Société, y compris, sans s'y limiter, le New York Transco, LLC pour Central Hudson afin de régler les contraintes de distribution à New York; des alternatives aux énergies renouvelables pour UNS Energy; la ligne de transport Wataynikaneyap destinée à rejoindre des collectivités de Premières Nations pour FortisOntario; d'autres investissements dans des infrastructures de gaz naturel pour FortisBC Energy; et le regroupement d'associations d'électrification rurale pour FortisAlberta.

### 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.



## Rapport de gestion

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. Pour une analyse des besoins de flux de trésorerie associés à l'acquisition prochaine d'ITC, se reporter aux rubriques « Gestion des risques d'affaires – Risques liés à l'acquisition prochaine d'ITC » et « Événement postérieur à la date du bilan ».

En avril 2015, FortisBC Energy a déposé un prospectus préalable de base simplifié afin d'instaurer un programme de débentures billets à moyen terme aux termes duquel la société peut, au cours de la période de validité de 25 mois du prospectus préalable de base, émettre des débentures d'un montant en capital total d'au plus 1 milliard \$. En avril 2015, FortisBC Energy a émis des débentures non garanties à 3,38 %, 30 ans, d'un capital de 150 millions \$ en vertu du prospectus préalable de base simplifié.

En juin 2015, Fortis a injecté 180 millions \$ US en capitaux propres dans TEP. Le produit a servi à rembourser les emprunts sur la facilité de crédit en juin 2015, et le reste, à racheter les obligations en août 2015 et à améliorer la situation de trésorerie de TEP. L'injection de capitaux a rempli l'un des engagements pris par Fortis afin d'obtenir l'approbation réglementaire en vue d'acquérir UNS Energy, et a accru la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital de TEP à près de 50 %, ce qui est comparable à d'autres entreprises de services publics réglementés en Arizona.

En mai 2015, Caribbean Utilities a conclu un placement de droits, qui a rapporté un produit net de 32 millions \$ US, par l'émission de 2,9 millions d'actions ordinaires. Fortis a investi 23 millions \$ US pour environ 2,2 millions d'actions ordinaires de Caribbean Utilities. Le produit net de l'émission de droits a servi au financement des dépenses en immobilisations de Caribbean Utilities.

En octobre 2015, FortisAlberta a déposé un prospectus préalable de base simplifié afin d'instaurer un programme de débentures billets à moyen terme aux termes duquel la société peut, au cours de la période de validité de 25 mois du prospectus préalable de base, émettre des débentures d'un montant en capital total d'au plus 500 millions \$.

Au 31 décembre 2015, la direction prévoyait que les échéances et les remboursements de la dette à échéance fixe consolidée seront de 313 millions \$ en 2016 et s'établiront à environ 260 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 apportent 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.

Au 31 décembre 2015, Fortis et ses filiales respectaient les clauses restrictives de leur dette et devraient continuer de le faire pour 2016.

### Facilités de crédit

Au 31 décembre 2015, la Société et ses filiales disposaient de facilités de crédit consolidées d'environ 3,6 milliards \$, dont environ 2,4 milliards \$ étaient inutilisés, y compris une tranche inutilisée de 570 millions \$ de la facilité de crédit renouvelable confirmée de la Société. Les facilités de crédit sont pour la plupart conclues auprès des sept plus grandes banques canadiennes ainsi que de grandes banques américaines, aucune banque ne détenant plus de 20 % de ces facilités. Une tranche d'environ 3,3 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités confirmées qui viennent à échéance entre 2016 et 2020.

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

#### Facilités de crédit

(en millions \$)	Entreprises de services publics réglementés	Siège social et autres	Total au 31 décembre 2015	Total au 31 décembre 2014
Total des facilités de crédit <sup>1)</sup>	2 211	1 354	3 565	3 854
Facilités de crédit utilisées :				
Emprunts à court terme	(511)	–	(511)	(330)
Dette à long terme (y compris la tranche à court terme) <sup>2)</sup>	(71)	(480)	(551)	(1 096)
Lettres de crédit en cours	(68)	(36)	(104)	(192)
<b>Facilités de crédit inutilisées</b>	<b>1 561</b>	<b>838</b>	<b>2 399</b>	<b>2 236</b>

<sup>1)</sup> Le total des facilités de crédit ne tient pas compte d'une option d'augmentation de 300 millions \$ de la facilité de crédit de la Société confirmée, comme mentionné ci-après.

<sup>2)</sup> Au 31 décembre 2015, les emprunts sur les facilités de crédit classés à long terme dans le bilan consolidé incluaient une tranche à court terme de la dette à long terme de 71 millions \$ (257 millions \$ au 31 décembre 2014).

## Rapport de gestion

---

Au 31 décembre 2015 et au 31 décembre 2014, certains emprunts sur les facilités de crédit à long terme confirmées de la Société et de ses filiales étaient classés dans la dette à long terme. La direction se propose de refinancer ces emprunts au moyen d'un financement permanent à long terme au cours des périodes à venir.

### *Entreprises de services publics réglementés*

Les entreprises de services publics UNS ont des facilités de crédit renouvelables confirmées non garanties qui totalisent 350 millions \$ US (484 millions \$) qui viennent à échéance en octobre 2020, et permettent de reporter deux fois l'échéance d'un an.

Central Hudson a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 200 millions \$ US (277 millions \$) venant à échéance en octobre 2020, qui peut être utilisée pour financer les dépenses en immobilisations et qui peut servir aux besoins généraux de la société. Central Hudson a aussi une facilité de crédit non confirmée qui totalise 25 millions \$ US (34 millions \$).

FEI a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 700 millions \$ venant à échéance en août 2018, qui peut servir pour financer les besoins de fonds de roulement et les dépenses en immobilisations et qui peut servir aux besoins généraux de la société.

FortisAlberta a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 250 millions \$ venant à échéance en août 2020, qui peut être utilisée pour financer les dépenses en immobilisations et qui peut servir aux besoins généraux de la société.

FortisBC Electric a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 150 millions \$, qui vient à échéance en mai 2018. Cette facilité de crédit est utilisée pour financer les dépenses en immobilisations et peut servir aux besoins généraux de la société. FortisBC Electric a aussi une facilité de découvert à vue non garantie de 10 millions \$.

Newfoundland Power a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 100 millions \$ venant à échéance en août 2019, et 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 2019, et une facilité de crédit à vue non garantie de 5 millions \$. FortisOntario a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 30 millions \$ venant à échéance en juin 2016.

Caribbean Utilities a des facilités de crédit non garanties d'environ 47 millions \$ US (65 millions \$). Fortis Turks and Caicos a des facilités de crédit à vue non garanties à court terme de 26 millions \$ US (36 millions \$), venant à échéance en septembre 2016.

### *Siège social et autres*

Fortis a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 1 milliard \$ venant à échéance en juillet 2020, qui peut servir aux besoins généraux de la société. La Société peut faire porter cette facilité à 1,3 milliard \$. Au 31 décembre 2015, la Société n'avait pas exercé son option visant le montant additionnel de 300 millions \$. La Société a aussi une facilité de lettres de crédit de 35 millions \$ venant à échéance en janvier 2017.

UNS Energy Corporation a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garanties de 150 millions \$ US (208 millions \$) qui vient à échéance en octobre 2020, et dont l'échéance peut être reportée deux fois d'un an.

CH Energy Group a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 50 millions \$ US (69 millions \$) échéant en juillet 2020 qui peut servir aux besoins généraux de la société.

FHI a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 30 millions \$ venant à échéance en avril 2018, qui peut servir aux besoins généraux de la société.

## ARRANGEMENTS HORS BILAN

À l'exception de lettres de crédit en cours de 104 millions \$ au 31 décembre 2015 (192 millions \$ au 31 décembre 2014), la Société n'avait pas d'arrangements hors bilan 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. Au 31 décembre 2015, les actifs de services publics réglementés représentaient environ 96 % du total de l'actif de Fortis (93 % au 31 décembre 2014). En 2015, environ 96 % (95 % en 2014) des produits tirés des activités<sup>7)</sup> de la Société ont été tirés des activités de services publics réglementés et environ 92 % (91 % en 2014) du bénéfice tiré des activités<sup>7)</sup> de la Société, compte non tenu des gains tirés des actifs non essentiels, provenaient des activités de services publics réglementés. La Société exploite neuf entreprises de services publics dans différents territoires au Canada, aux États-Unis et dans les Caraïbes, pas plus du tiers de l'actif total n'étant situé dans un territoire réglementé.

Chacune des entreprises de services publics réglementés de la Société est assujettie à une réglementation normale qui pourrait avoir une incidence sur les produits et les bénéfices futurs. Par conséquent, 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 d'électricité et de gaz 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 dans les 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. Lorsque des mécanismes de TAR sont utilisés pour établir 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 de 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, toutefois, une entreprise de services publics pourrait faire face à une augmentation des coûts attribuable à l'inflation plus élevée que le facteur inflationniste établi par l'autorité de réglementation, et par conséquent, être incapable de mener à bien les améliorations à la productivité. Dans le cas du mécanisme de TAR actuel de FortisAlberta, les dépenses en immobilisations pourraient ne pas être admissibles ou approuvées au titre du suivi du capital, le cas échéant.

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 continus. 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.

Les investissements dans les infrastructures d'électricité et de gaz naturel 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.

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 tant que propriétaire d'un réseau de distribution d'électricité en vertu de la *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.

<sup>7)</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.

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.

**Risques liés à l'acquisition prochaine d'ITC :** ITC est une société ouverte dont les administrateurs ont des devoirs de fiduciaires pouvant les contraindre à prendre en considération des offres concurrentes visant l'achat d'actions ordinaires d'ITC à titre de solutions de rechange à l'acquisition. Aux termes de l'entente et de l'accord de fusion, les administrateurs conservent la faculté d'accepter une offre concurrente, dans certaines circonstances. Fortis peut exercer son droit de faire une offre équivalente, de sorte que le prix d'acquisition pourrait augmenter et que d'autres modalités importantes de la transaction pourraient changer.

L'acquisition d'ITC, qui devrait être conclue à la fin de 2016, est assujettie au risque commercial normal que l'acquisition ne soit pas conclue selon les conditions négociées ou ne soit pas conclue du tout. L'acquisition à venir dépend de l'obtention de l'approbation des actionnaires d'ITC et de Fortis, de l'approbation de l'État et de l'approbation de certains organismes de réglementation fédéraux, et du respect de certaines conditions habituelles de clôture contenues dans l'entente et l'accord de fusion, ou de la renonciation à celles-ci. L'incapacité d'obtenir les approbations requises ou de satisfaire aux conditions de clôture pourrait entraîner la résiliation de l'entente et de l'accord de fusion. Fortis a l'intention de réaliser l'acquisition dès que possible une fois qu'elle aura obtenu l'approbation des actionnaires, des organismes de réglementation et des gouvernements, et satisfait aux autres conditions de clôture. Un retard important dans l'obtention de l'approbation des organismes de réglementation ou l'imposition de modalités et/ou de conditions désavantageuses dans ces approbations pourrait avoir un effet défavorable important sur la capacité de la Société de conclure l'acquisition, ainsi que sur l'entreprise, sa situation financière ou ses résultats d'exploitation. Si l'acquisition d'ITC n'était pas conclue comme prévu, la Société pourrait subir des conséquences négatives importantes. Si l'acquisition n'était pas réalisée, la Société pourrait être tenue, dans certaines circonstances, de verser une indemnité de résiliation pouvant aller jusqu'à 280 millions \$ US et d'autres frais.

Fortis prévoit que l'acquisition procurera des avantages à la Société, notamment une hausse du bénéfice d'environ 5 % par action ordinaire dès la première année suivant la clôture, à l'exception des dépenses ponctuelles liées à l'acquisition et en présumant que les taux de change demeurent stables. Il existe un risque qu'une partie ou la totalité des avantages prévus de l'acquisition ne se matérialisent pas, ou puissent ne pas se matérialiser dans les délais prévus par la Société. La réalisation de ces avantages peut être assujettie à divers facteurs, dont bon nombre sont hors du contrôle de la Société. La non-matérialisation des avantages attendus de l'acquisition d'ITC pourrait avoir une incidence sur la performance financière de la Société, le cours de son action ordinaire et la capacité de Fortis de continuer à verser des dividendes sur ses actions ordinaires selon les taux prévus dans la prévision de dividende de la Société ou selon les taux en vigueur, ou faire en sorte qu'elle n'est pas en mesure d'en verser.

La portion en espèces de l'acquisition devrait être financée principalement par l'émission de titres de créance de Fortis à hauteur d'environ 2 milliards \$ US et par la vente d'au plus 19,9 % d'ITC à un ou plusieurs investisseurs minoritaires axés sur les infrastructures. Rien ne garantit que Fortis aura accès à ces sources de financement en temps opportun ou à des conditions avantageuses ou acceptables sur le plan commercial. Par conséquent, rien ne garantit que Fortis conclura une entente exécutoire avec les investisseurs minoritaires permettant de réaliser un investissement minoritaire avant la clôture de l'acquisition. L'acquisition n'est pas conditionnelle à l'obtention d'investissements minoritaires. La réalisation de l'acquisition sans l'obtention des investissements minoritaires prévus pourrait faire en sorte que la dette consolidée de la Société augmente ou exiger que des actions ordinaires additionnelles soient émises, avoir une incidence défavorable sur les notes de crédit et les perspectives de la Société, accroître les coûts de financement et faire en sorte qu'une partie ou la totalité des avantages attendus de l'acquisition ne se matérialisent pas, y compris la mesure dans laquelle l'acquisition sera relative. La Société a obtenu des engagements sous forme de facilités de crédit non renouvelables de 3,7 milliards \$ US. Les engagements des prêteurs à conclure ces facilités de crédit sont assujettis à certaines conditions habituelles, ce qui pourrait faire en sorte que Fortis ne puisse pas emprunter sur ces facilités dans certaines circonstances. Si Fortis ne pouvait plus emprunter sur ces facilités de crédit, elle pourrait ne plus être en mesure de réaliser l'acquisition.

Bien que Fortis ait l'intention de s'inscrire auprès de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») et de présenter une demande d'admission à la Bourse de New York pour son action ordinaire, rien ne garantit qu'elle y parviendra. Si elle y parvient, elle sera assujettie à des exigences accrues de conformité et le risque de litige auquel elle serait exposée pourrait être plus élevé.

Les activités d'ITC sont libellées en dollars américains 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. Plus particulièrement, toute dépréciation du dollar américain par rapport au dollar canadien après l'acquisition pourrait avoir une incidence défavorable sur le bénéfice net de la Société présenté en dollars canadiens. Fortis peut conclure des contrats de change à terme et avoir recours, dans une plus grande mesure que par le passé, à certains autres dérivés à titre de couvertures des flux de trésorerie contre le risque de change. Rien ne garantit que ces stratégies de couverture, si elles sont mises en œuvre, seront efficaces.

Fortis prévoit engager divers coûts liés à la conclusion de l'acquisition en 2016. La majorité de ces coûts ne sont pas récurrents et seront liés au financement et à l'obtention de l'approbation des actionnaires et des organismes de réglementation. Certains de ces coûts ont déjà été engagés et d'autres le seront, même si l'acquisition n'est pas conclue. D'autres coûts non prévus liés à l'acquisition pourraient également être engagés en 2016.

**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 considérer le niveau général des taux d'intérêt comme un facteur pour établir des RCP autorisés. 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. Si les taux d'intérêt demeurent à des niveaux historiquement bas, les RCP autorisés pourraient diminuer. Le maintien d'un environnement de faibles taux d'intérêt pourrait avoir une incidence négative sur la capacité de la Société de réaliser un RCP raisonnable, ce qui pourrait 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 attribuable à la 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, à la dette à long terme à taux variable et au refinancement de la dette à long terme. Toutefois, Central Hudson, FortisBC Energy et FortisBC Electric disposent 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. Rien ne garantit que pareils mécanismes de report existeront dans l'avenir, ceux-ci étant tributaires de décisions et d'ordonnances réglementaires futures. UNS Energy et Central Hudson utilisent des swaps de taux d'intérêt et des taux d'intérêt plafonds à l'égard de la dette à long terme à taux variable afin de diminuer le risque de taux d'intérêt, comme le permettent les organismes de réglementation. 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.

Excluant les emprunts effectués sur les facilités de crédit confirmées à long terme, presque 90 % de la dette à long terme consolidée de la Société avaient des échéances à plus de cinq ans au 31 décembre 2015. Puisqu'une tranche importante de la dette consolidée de la Société comporte des échéances à long terme, le risque de taux d'intérêt lié 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 2015.

### Total de la dette

Au 31 décembre 2015	(en millions \$)	(%)
Emprunts à court terme	511	4,4
Facilités de crédit à taux variable utilisées classées comme dettes à long terme	551	4,7
Dette à long terme à taux variable (y compris la tranche à court terme)	333	2,8
Dette à long terme à taux fixe (y compris la tranche à court terme)	10 284	88,1
<b>Total</b>	<b>11 679</b>	<b>100,0</b>

En 2015, les filiales réglementées de la Société ont émis des titres de créance à long terme d'environ 1 milliard \$, dont la totalité est à taux fixe, variant de 2,98 % à 4,75 %, et l'échéance varie de 10 à 30 ans. L'échéance négociée des nouveaux titres de créance à long terme démontre la capacité de la Société et de ses 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 2015 est présentée à la rubrique « Instruments financiers » du présent rapport de gestion.

**Risques liés à l'exploitation et à la maintenance :** Des tempêtes et des conditions climatiques rigoureuses, 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 à même le tarif réglementé. UNS Energy, Central Hudson et FortisBC Energy sont exposées à divers risques opérationnels associés au gaz naturel, 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.

L'exploitation des centrales hydroélectriques de UNS Energy comporte certains risques, notamment un bris ou une défaillance d'équipement, l'interruption de l'approvisionnement en combustible et des niveaux d'efficacité ou de rendement plus bas que prévu. Des interruptions non planifiées, y compris la prolongation des interruptions planifiées en raison d'une défaillance d'équipement ou d'autres complications, se produisent parfois et constituent un risque inhérent aux activités de production. Rien ne garantit que les installations de production de UNS Energy poursuivront leurs activités selon les attentes.

L'exploitation des actifs de transport et de distribution d'électricité est également assujettie à des risques, 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. UNS Energy, 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 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 d'électricité et de gaz 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 d'électricité et de gaz naturel 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, de l'électricité et du gaz, ce qui pourrait avoir une incidence importante sur leurs activités.

**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. Une baisse des ventes d'énergie pourrait avoir une incidence négative sur les résultats d'exploitation, le bénéfice net et les flux de trésorerie de chacune des entreprises de services publics.

Les activités de UNS Energy se situent surtout dans l'État de l'Arizona. Depuis quelques années, la conjoncture économique dans cet État est responsable pour une large part du ralentissement de la croissance de la clientèle de détail et de la baisse de la consommation d'énergie de la part des clients résidentiels, commerciaux et industriels de la société. Même si l'on s'attend à ce que la conjoncture économique en Arizona s'améliore dans l'avenir, si ce n'est pas le cas ou si elle devait se détériorer, les taux de croissance de la clientèle de détail pourraient stagner, voire diminuer, et la consommation d'énergie des clients pourrait baisser davantage.

FortisBC Energy est touchée 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 surpasser de beaucoup celui des maisons unifamiliales, ce qui pourrait ralentir la croissance des volumes de distribution de gaz.

L'économie de l'Alberta est touchée par de nombreux facteurs, notamment l'intensité des activités pétrolières et gazières de la province, qui est influencée par les prix du pétrole et du gaz sur le marché. Un déclin général et prolongé des conditions économiques en Alberta ou dans d'autres territoires où les entreprises de services publics de la Société exercent leurs activités réduirait probablement la demande d'électricité avec le temps. La nature réglementée des entreprises de services publics, y compris les diverses mesures d'atténuation approuvées par certains 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. Une forte baisse de la demande d'électricité dans les territoires de service de la Société pourrait entraîner une diminution importante des dépenses en immobilisations prévues, et plus particulièrement des dépenses en immobilisations liées à la croissance du nombre de nouveaux clients. Une diminution des dépenses en immobilisations se répercuterait à son tour sur la base tarifaire et la croissance du bénéfice de la Société. Un ralentissement marqué et prolongé de l'économie pourrait avoir un effet défavorable important sur les résultats d'exploitation, le bénéfice net et les flux de trésorerie de la Société malgré les moyens approuvés par les organismes de réglementation, le cas échéant, pour compenser une 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 l'électricité et le gaz 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 a été touché par la conjoncture économique difficile au cours des dernières années. 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. Au 31 décembre 2015, les actifs des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes représentaient environ 4 % de l'actif total de la Société.

**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 une de ses grandes filiales, ne réussissait pas à obtenir un financement suffisant et à coût avantageux pour, entre autres, financer les dépenses en immobilisations et les acquisitions, 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.

En 2016, les échéances consolidées de la dette à terme fixe devraient totaliser 313 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 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.

Le coût des facilités de crédit renouvelées et prorogées pourrait augmenter dans l'avenir. 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.

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.

En 2015, les modifications suivantes ont touché les notes des titres de créance des entreprises de services publics de la Société : i) en février 2015, Moody's Investor Service (« Moody's ») a fait passer la note de crédit de UNS Energy de « Baa2 » à « Baa1 » et celle de TEP, UNS Electric et UNS Gas, de « Baa1 » à « A3 », et ii) en juillet 2015, Fitch Ratings (« Fitch ») a revu à la baisse la note de crédit des titres de créance de Central Hudson pour la faire passer de « A » à « A- » et a fait passer la perspective de sa notation de négative à stable. La note de crédit de la dette de Central Hudson a été maintenue à A par S&P et à A2 par Moody's, avec une perspective stable dans les deux cas. En décembre 2015, DBRS a confirmé la note de crédit des titres de créance de FortisAlberta de A (bas), mais a fait passer la perspective de sa notation de positive à stable. De plus, en août 2015, Fitch a confirmé la note de crédit de TEP de BBB+, mais a fait passer sa perspective de notation de stable à positive, et en février 2016, Fitch a retiré la note de TEP pour des raisons commerciales à la demande de TEP. En février 2016, après l'annonce de la conclusion de l'accord en vue de l'acquisition d'ITC par Fortis, S&P a révisé sa perspective de sa notation pour TEP, Central Hudson, FortisAlberta, Maritime Electric et Caribbean Utilities la faisant passer de stable à négative. Pour des renseignements sur les notes de crédit de la Société, se reporter à la rubrique « Notes de crédit » du présent rapport de gestion.

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.

**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. Pour en savoir plus sur les enjeux environnementaux, voir la rubrique « Gestion des risques d'affaires – Risques environnementaux » du présent rapport de gestion.

**Risques liés aux technologies de l'information et à la cybersécurité :** En tant qu'exploitants d'infrastructures énergétiques importantes, les entreprises de services publics de la Société pourraient faire face à un risque accru de cyberattaques. Les systèmes informatiques pourraient être vulnérables à un accès non autorisé par suite de piratage, de virus, d'actes de guerre ou de terrorisme ou autres qui pourraient entraîner des interruptions de service, des pannes de système et la divulgation, intentionnelle ou accidentelle, de renseignements confidentiels sur la Société et les clients. L'efficacité du fonctionnement des entreprises de services publics de la Société est tributaire du développement 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 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.

Les filiales de la Société ont mis en place des mesures de sécurité, des politiques et des contrôles conçus pour protéger et assurer l'intégrité de ses systèmes informatiques et préserver la confidentialité des renseignements sur la Société et sur les clients. Toutefois, les menaces à la cybersécurité changent souvent et exigent des capacités de surveillance et de détection continues. En cas de faille dans ses systèmes informatiques, la Société pourrait subir des interruptions de service, des dommages à la propriété, une corruption ou la non-disponibilité des données essentielles ou des renseignements confidentiels sur les employés ou sur les clients. Si la faille est importante, elle pourrait avoir une incidence négative sur la performance financière de la Société, sur sa réputation et sa respectabilité aux yeux des clients et des organismes de réglementation et pourrait l'exposer à des demandes de dommages-intérêts de la part de tiers. Tous ces éléments pourraient nuire à la Société si la situation n'était pas réglée en temps opportun, ou si l'incidence financière de tels éléments 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 conditions climatiques et au caractère saisonnier :** Les fluctuations de la quantité d'électricité utilisée par les clients peuvent varier considérablement en réponse aux changements saisonniers du climat et pourraient avoir une grande incidence sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation des entreprises de services publics d'électricité. Au Canada, en Arizona 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 pour le chauffage électrique.

Pour FortisBC Energy et les activités gazières de UNS Energy et de Central Hudson, les conditions climatiques ont une incidence marquée sur les volumes de distribution de gaz, 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.

Certaines des entreprises de services publics réglementés de la Société, notamment Central Hudson, FortisBC Energy, FortisBC Electric 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.

L'exploitation des centrales de production alimentées au gaz naturel et des centrales de production alimentées au charbon nécessite un débit d'eau continu. Des changements touchant la situation météorologique ou le climat, les précipitations saisonnières habituelles, le moment et le rythme de la fonte des neiges, l'écoulement de surface et d'autres facteurs indépendants de la volonté de la Société pourraient réduire le débit d'eau utilisé par les centrales de production de UNS Energy. Une réduction importante du débit d'eau utilisé par les centrales de production de UNS Energy limiterait la capacité de la Société de produire et de commercialiser de l'électricité à partir de chacune de ces centrales et pourrait avoir un effet défavorable important sur les résultats d'exploitation et la situation financière de la Société. Un changement ou un resserrement de la réglementation sur l'usage, le traitement et l'évacuation des eaux ou des règles d'obtention des droits relatifs à l'eau dans les territoires où UNS Energy exerce ses activités pourraient avoir un effet défavorable important sur les résultats d'exploitation et la situation financière de la Société.

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. De mauvaises conditions climatiques prolongées pourraient entraîner une baisse importante et soutenue des précipitations sur les eaux en amont du bassin de la rivière Kootenay, ce qui pourrait réduire l'admissibilité de la société aux droits énergétiques et aux droits de capacité prévus aux termes de l'accord relatif à la centrale Canal.

Malgré cette préparation aux rigueurs climatiques, les ouragans et d'autres catastrophes naturelles constitueront toujours un risque pour les biens matériels et 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. Quoique les biens matériels de services publics 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.

Les actifs et les bénéfices 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. Certaines des 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 telle 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.



## Rapport de gestion

---

Le bénéfice tiré des actifs de production non réglementés au Belize est sensible aux niveaux des précipitations. L'Expansion Waneta est 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. De mauvaises conditions climatiques prolongées pourraient toutefois entraîner une baisse importante et soutenue des précipitations sur les eaux en amont du bassin de la rivière Kootenay, ce qui pourrait réduire l'admissibilité d'Expansion Waneta aux droits énergétiques et aux droits de capacité prévus aux termes de l'accord relatif à la centrale Canal.

**Risque lié au prix des marchandises :** UNS Energy est exposée au risque lié au prix des produits de base en raison des variations du prix du marché du gaz naturel, du prix de l'électricité achetée et du prix du charbon. 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. FortisBC Energy est exposée au risque lié au prix des marchandises en raison des 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, de l'électricité achetée et du charbon dans les tarifs facturés aux clients sert à atténuer l'effet sur le bénéfice de la volatilité du prix des marchandises. Ce risque a également été réduit en ayant recours à différentes stratégies de gestion du risque de prix pour réduire l'exposition au prix des marchandises, y compris en concluant des contrats dérivés qui permettent de bloquer efficacement respectivement le prix d'achat du gaz naturel, le prix d'achat de l'énergie et le prix d'achat de l'électricité. 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, du charbon et de l'électricité achetée resteront en place dans l'avenir. De plus, une augmentation marquée et prolongée de ces coûts pourrait avoir une forte incidence sur FortisBC Energy, UNS Energy et Central Hudson, malgré les mesures réglementaires compensatoires en cas de variation de ces coûts. 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.

**Risque de change :** 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 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 UNS Energy, Central Hudson, Caribbean Utilities, Fortis Turks and Caicos et BECOL est le dollar américain.

Au 31 décembre 2015, la dette à long terme de 1 535 millions \$ US (1 496 millions \$ US au 31 décembre 2014) de la Société était désignée comme couverture efficace d'une partie des investissements nets de la Société dans des établissements étrangers. Au 31 décembre 2015, la Société avait des investissements nets dans des établissements étrangers d'environ 3 137 millions \$ US (2 762 millions \$ US au 31 décembre 2014) non encore couverts. 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 le cumul des autres éléments du résultat étendu dans le bilan 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 le cumul des autres éléments du résultat étendu dans le bilan.

Sur une base annuelle, 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 de 1,00 \$ US = 1,38 \$ CA au 31 décembre 2015 se traduirait par une variation correspondante à la hausse ou à la baisse du résultat de base par action ordinaire de Fortis d'environ 4 cents, compte non tenu de l'incidence de l'acquisition prochaine d'ITC. 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 :** UNS Energy, Central Hudson et FortisBC Energy sont exposées à un risque de crédit en cas de défaut des contreparties à leurs instruments financiers dérivés. Les entreprises de services publics susmentionnées 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 2015, 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 une garantie financière auprès d'une entité dont la note est de première qualité.

**Compétitivité du gaz naturel en Colombie-Britannique :** Dans le territoire de service de FortisBC Energy, le gaz naturel entre en concurrence principalement avec l'électricité en ce qui concerne la charge de chauffage et la charge des chauffe-eau. 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.

Les politiques gouvernementales se sont également répercutées sur le caractère concurrentiel du gaz naturel en Colombie-Britannique. Le gouvernement de la Colombie-Britannique a apporté des modifications à sa politique énergétique, y compris des cibles de réduction des émissions de gaz à effet de serre et une taxe à la consommation sur les combustibles à base de carbone. Il n'a toutefois pas encore instauré une taxe sur les émissions carboniques à l'égard 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, FortisBC Energy a 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 de FortisBC Energy de trouver 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 FortisBC Energy de recouvrer entièrement le coût du service à même les tarifs facturés aux clients.

**Approvisionnement en gaz naturel, en combustible et en électricité :** FortisBC Energy dépend d'un nombre limité de fournisseurs de pipelines et de services de stockage, particulièrement dans les territoires de service de la vallée du bas Fraser, de l'intérieur et de l'île de Vancouver. Les prix ont parfois été plus élevés sur ce marché régional, notamment au point d'échange 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, FortisBC Energy dépend essentiellement d'un pipeline de transport de source unique. En cas d'interruption prolongée du service du réseau pipeline Spectra, les clients résidentiels de 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. La Colombie-Britannique a d'importantes ressources de gaz naturel qui devraient suffire pour répondre à un accroissement de la demande et continuer d'approvisionner les marchés existants. Toutefois, à l'heure actuelle, on ne connaît pas l'incidence que le rythme de développement et l'emplacement des nouvelles infrastructures d'acheminement de la production vers les marchés existants et nouveaux pourraient avoir sur la capacité de la Société d'obtenir un approvisionnement à un juste prix de marché.

Les entreprises de services publics UNS dépendent de tierces parties en ce qui a trait à l'approvisionnement en combustible, notamment en gaz naturel et en charbon. L'interruption de l'approvisionnement en combustible pourrait nuire à la capacité des sociétés de livrer de l'électricité ou du gaz ou de produire de l'électricité et pourrait avoir une incidence défavorable sur les activités. En outre, la perte de fournisseurs de charbon ou l'incapacité de renouveler les contrats existants de gaz naturel ou de charbon selon des modalités favorables pourraient avoir une incidence importante sur la capacité de servir les clients et une incidence défavorable sur la situation financière et les résultats d'exploitation des entreprises de services publics UNS.

Newfoundland Power dépend de Newfoundland Hydro pour environ 93 % des besoins énergétiques de ses clients, et Maritime Electric dépend de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick pour environ 75 % des besoins énergétiques de ses clients. Les entreprises de services publics de la Société dans les Caraïbes dépendent de tierces parties pour satisfaire la totalité de leurs besoins en combustible pour l'exploitation de leurs 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 des pertes d'approvisionnement en électricité causées par Newfoundland Hydro, ce qui l'a empêchée de répondre à la totalité de la demande de ses clients. Le PUB mène une enquête et tient des audiences sur ces problèmes d'approvisionnement du réseau insulaire interconnecté et les pannes de courant connexes. Dans la mesure de ses capacités, Newfoundland Power entend contribuer à ces examens en 2016. Par ailleurs, le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a fait appel à des conseillers pour qu'ils effectuent un examen indépendant du réseau d'électricité actuel de la province.

Les variations futures des coûts d'approvisionnement énergétique 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 Newfoundland Power pourraient être touchées. Le recouvrement des frais de développement de Muskrat Falls devrait faire augmenter de façon importante les tarifs d'électricité facturés aux clients.

**Contrats d'achat d'électricité et de vente de capacité :** Les clients indirects de FortisBC Electric sont servis 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 à même les tarifs.

En outre, les entreprises de services publics réglementés de la Société concluent régulièrement divers contrats d'achat d'électricité et de revente de capacité excédentaire avec des tierces parties. 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 ou conclure des contrats de revente de capacité additionnels. Les entreprises de services publics sont également exposées à des risques en cas de non-exécution par des contreparties aux divers contrats d'achat et de revente d'électricité.

**Rendement des régimes d'avantages sociaux futurs et besoins de capitalisation :** Fortis et la majorité de ses filiales offrent différents régimes de retraite à prestations déterminées et régimes d'avantages complémentaires de retraite pour certains de leurs employés. Environ 63 % du total des employés de la Société participent aux régimes de retraite à prestations déterminées et environ 72 % des employés participent aux régimes d'avantages complémentaires de retraite.

Les régimes d'avantages sociaux futurs sont soumis à des estimations utilisées pour le calcul actuariel de l'obligation au titre des prestations projetées et du coût net au titre des prestations connexes. Les principales hypothèses utilisées par la direction sont le taux de rendement à long terme prévu des actifs, le taux d'actualisation et le taux tendanciel du coût des soins de santé utilisés pour évaluer l'obligation au titre des prestations projetées. Pour une analyse des principales estimations comptables relatives aux régimes d'avantages sociaux futurs, 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 au titre des prestations projetées et le coût net au titre des prestations connexe. Rien ne garantit que les actifs futurs des régimes d'avantages sociaux généreront le taux de rendement à long terme présumé. Des fluctuations du marché ayant une incidence sur le rendement des actifs futurs des régimes d'avantages sociaux pourraient entraîner des écarts notables par rapport aux taux de rendement à long terme présumés des actifs, ce qui pourrait entraîner des variations importantes dans les besoins futurs de capitalisation des régimes par rapport aux estimations actuelles, ainsi que des changements importants dans le coût net futur au titre des prestations. Des fluctuations du marché ayant une incidence sur les taux d'actualisation ou le taux tendanciel du coût des soins de santé pourraient également entraîner des écarts importants dans les besoins futurs de capitalisation des régimes par rapport aux estimations actuelles, ainsi que des changements importants dans le coût net futur au titre des prestations.

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 au titre des prestations, sur les besoins de capitalisation futurs et sur l'obligation au titre des prestations projetées.

**Unités de production exploitées et détenues conjointement :** Certaines centrales qui fournissent de l'électricité à TEP sont détenues conjointement avec des tiers ou exploitées par eux. TEP pourrait ne pas prendre seule ou avoir la capacité d'influencer les décisions à l'égard de la direction ou des activités d'exploitation de ces installations, de telle sorte qu'il pourrait lui être impossible d'assurer une gestion adéquate des activités d'exploitation et de maintenance de ces centrales. Qui plus est, TEP peut avoir un pouvoir discrétionnaire limité, voire aucun, quant à la mise en œuvre des nouveaux règlements qui pourraient toucher ces installations. En outre, TEP n'exercera pas de pouvoir discrétionnaire exclusif sur le processus de conformité environnementale quant aux exigences qui pourraient entraîner des dépenses en immobilisations importantes ou la fermeture de ces centrales. Un désaccord entre TEP et les copropriétaires ou les exploitants de ces centrales pourrait, le cas échéant, avoir une incidence négative sur l'entreprise et les activités d'exploitation de TEP. De fait, TEP se trouve en situation de désaccord et de litige avec des propriétaires tiers au sujet des conventions existantes visant les installations de l'unité 1 de Springerville. En raison de cette situation de désaccord et du litige en cours, les propriétaires tiers ont refusé et pourraient continuer à refuser de payer une partie ou la totalité de leur quote-part des coûts et des dépenses de l'unité 1 de Springerville. Pour plus de renseignements, se reporter à la rubrique « Estimations comptables critiques – Passifs éventuels » du présent rapport de gestion.

**Nouveautés technologiques et efficacité énergétique :** La mise au point de nouvelles technologies en matière de production distribuée, notamment de certains produits et services dans le domaine de l'énergie solaire et de l'efficacité énergétique, de même que l'instauration de normes sur l'énergie renouvelable et l'efficacité énergétique continueront d'avoir une grande incidence sur les ventes au détail, ce qui pourrait nuire aux résultats d'exploitation, au bénéfice net et aux flux de trésorerie de différentes entreprises de services publics. La prise de conscience au sujet des coûts énergétiques et les préoccupations environnementales ont renforcé la demande pour des produits conçus dans le but de réduire la consommation d'électricité. Les entreprises de services publics mettent de l'avant des programmes de gestion axés sur la demande visant à aider les clients à réduire leur consommation d'énergie.

Des travaux de recherche et développement sont en cours afin de mettre au point de nouvelles technologies qui produisent de l'électricité, permettent d'augmenter l'efficacité du stockage d'énergie ou réduisent la consommation d'électricité. Ces technologies visent l'énergie renouvelable, la production appartenant à la clientèle, les appareils, le stockage dans des batteries, le matériel et les systèmes de contrôle. L'avancée de ces technologies ou d'autres technologies pourraient avoir une grande incidence sur les ventes au détail, ce qui pourrait nuire aux résultats d'exploitation, au bénéfice net et aux flux de trésorerie des entreprises de services publics.

**Risques environnementaux :** Les entreprises de services publics d'électricité et de gaz de la Société sont exposées à des risques environnementaux inhérents et doivent se conformer aux lois et règlements environnementaux, comme mentionné ci-après.

### *Risques environnementaux inhérents*

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. Les risques inhérents 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. 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. Les risques additionnels comprennent les coûts environnementaux de remise en état associés aux mines de charbon qui approvisionnent les centrales dans lesquelles la Société détient une participation.

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.

Bien que la Société et ses filiales maintiennent des couvertures d'assurance, rien ne garantit que les passifs qui pourraient découler de problématiques 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.

### *Lois et règlements environnementaux*

Les entreprises de services publics d'électricité et de gaz de la Société doivent se conformer à bon nombre de lois et règlements environnementaux fédéraux, étatiques et provinciaux qui risquent d'augmenter leurs charges d'exploitation ou de les exposer à des litiges ou des passifs environnementaux. Les lois et règlements environnementaux en vigueur peuvent faire l'objet de modifications ou de nouvelles lois et de nouveaux règlements peuvent être adoptés ou encore prendre effet et ainsi influencer sur les activités de la Société. Une hausse des coûts liés à la conformité ou des restrictions opérationnelles supplémentaires découlant d'une modification de réglementation ou de mesures réglementaires additionnelles pourraient avoir une incidence défavorable sur les résultats d'exploitation de la Société. Les entreprises de services publics demanderaient à ce que les coûts additionnels issus des lois et règlements environnementaux soient recouverts auprès de la clientèle à même les tarifs futurs. 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.

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.

La gestion des émissions de gaz à effet de serre constitue une préoccupation environnementale particulière pour les entreprises de services publics réglementés de la Société au Canada et aux États-Unis, en raison principalement des nouvelles ou imminentes lois, réglementations et directives fédérales, provinciales et étatiques en matière de gaz à effet de serre. En Colombie-Britannique, le plan énergétique du gouvernement de la Colombie-Britannique, les lois *Carbon Tax Act*, *Clean Energy Act*, *Greenhouse Gas Reduction (Cap and Trade) Act* et *Greenhouse Gas Reduction Targets Act* ont une incidence, ou peuvent éventuellement avoir une incidence, sur les activités de FortisBC Energy et de FortisBC Electric. Les entreprises de services publics continuent d'évaluer et de surveiller l'incidence du plan énergétique et de la *Clean Energy Act* du gouvernement sur leurs activités futures.

En août 2015, l'Agence de protection de l'environnement (l'« EPA ») des États-Unis a publié le Clean Power Plan (« CPP »), qui limite les émissions de carbone produites par les centrales à combustible fossile nouvelles et existantes. Le CPP prévoit des taux d'émission de carbone par État et des objectifs fondés sur la masse qui s'appliquent à la production d'électricité à partir de combustible fossile. Le plan cible des réductions d'émissions de carbone pour les centrales existantes d'ici 2030 et prévoit des objectifs provisoires qui commenceront en 2022. Le CPP entraînera un virage important dans la production, de sorte que le charbon serait substitué par le gaz naturel et des sources d'énergie renouvelable, ce qui pourrait accélérer l'abandon de la production au charbon en Arizona d'ici 2022 à 2030 afin de respecter l'échéancier pour se conformer au plan. UNS Energy procède actuellement à la modification, au besoin, de la composition de ses sources d'énergie afin de réduire ses émissions de carbone. La société continuera de collaborer avec les autres sociétés de services publics de l'Arizona et du Nouveau-Mexique, ainsi qu'avec les organismes de réglementation appropriés, pour élaborer des stratégies de conformité. UNS Energy n'est pas en mesure de déterminer quelle sera l'incidence du règlement final du CPP sur ses installations jusqu'à ce que les plans des États soient approuvés par l'EPA. La société n'est pas en mesure de prédire le dénouement de ces questions.

L'EPA a intégré les obligations de conformité des centrales existantes situées sur les terres des bandes indiennes, y compris de la Nation Navajo, dans le règlement sur les sources existantes ainsi que le nouveau plan fédéral proposé en utilisant une méthode de conformité semblable à celle des États. Le plan fédéral proposé serait mis en œuvre pour une nation indienne ou un État qui ne soumet pas de plan ou qui n'a pas un plan approuvé par l'État ou l'EPA. UNS Energy collaborera avec les participants des centrales Four Corners et Navajo pour établir comment cette révision peut influencer sur la conformité et l'exploitation aux centrales. La société a soumis des commentaires sur l'incidence du plan fédéral proposé sur ses centrales, y compris Four Corners et Navajo, énonçant entre autres que l'EPA ne devrait pas régir les gaz à effet de serre sur la Nation Navajo puisque ce n'est ni approprié ni nécessaire. La réduction des gaz à effet de serre attribuable à l'arrêt des activités en raison du respect des règlements régionaux contre la brume sèche correspondra à celle à respecter dans le cadre du règlement du CPP. UNS Energy n'est pas en mesure de prédire le dénouement de ces questions.

Les exigences en matière de conformité de la société, en vertu du CPP, sont sous réserve des résultats des instances et différends possibles à l'égard du règlement. En février 2016, la Cour suprême des États-Unis a accordé une suspension, ordonnant de ce fait à l'EPA de mettre fin à ses efforts de mise en œuvre jusqu'à la résolution des contestations judiciaires. La décision laisse planer une certaine incertitude quant aux obligations de conformité des États et des entreprises de services publics au CPP et quant à un échéancier. UNS Energy continuera de collaborer avec le Department of Environmental Quality de l'Arizona afin de déterminer toute action qui devra, le cas échéant, être prise par suite de la décision. UNS Energy s'attend à ce que la décision donne lieu à un report de l'obligation de soumettre un plan ou de demander un délai en vertu du CPP d'ici septembre 2016.

Si l'une des centrales alimentées au charbon ou des installations de manutention du charbon desquelles UNS Energy reçoit de l'électricité devait fermer avant la fin de sa durée de vie utile en raison de modifications récentes ou futures apportées aux règlements environnementaux, la société pourrait devoir déprécier ses actifs de façon importante et devoir engager des dépenses supplémentaires relativement à l'amortissement accéléré et à l'annulation des contrats à long terme sur charbon de ces centrales et installations. La fermeture de n'importe laquelle de ces centrales pourrait contraindre UNS Energy à engager des coûts plus élevés pour obtenir la capacité et l'énergie de remplacement. La société pourrait ne pas être en mesure de recouvrer ces coûts au moyen des tarifs facturés aux clients.

En outre, la fermeture hâtive de certaines unités de production pourrait forcer UNS Energy à racheter une partie ou la totalité des obligations exonérées d'impôts liées à chaque unité de production. Au 31 décembre 2015, environ 43 % de la capacité de production de UNS Energy était alimentée au charbon.

Les lois et règlements environnementaux ont entraîné des passifs environnementaux pour certaines des entreprises de services publics de la Société. TEP est tenue, en vertu d'un contrat, de payer une partie des coûts environnementaux de remise en état engagés aux centrales dans lesquelles elle détient une participation et elle est tenue de payer des coûts semblables pour les mines de charbon qui approvisionnent ces centrales. Au 31 décembre 2015, TEP a comptabilisé environ 25 millions \$ US d'obligations au titre de la remise en état de mines, ce qui représente la valeur actualisée de l'obligation future estimative. Bien que TEP ait comptabilisé la quote-part des coûts de remise en état qu'elle a été en mesure de déterminer à l'heure actuelle, le total des coûts et le calendrier de remise en état définitif de ces sites ne sont pas connus et pourraient être importants. TEP recouvre actuellement les coûts de remise en état définitifs au moyen de mécanismes approuvés par les organismes de réglementation quand les coûts sont payés aux fournisseurs de charbon.

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 régite le moment et l'étendue de la remise en état des sites des usines de gaz dans l'État de New York. Au 31 décembre 2015, Central Hudson avait comptabilisé un montant d'environ 92 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.

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. À l'exception des coûts de remise en état de mines de TEP et des passifs liés à la remise en état des usines de gaz de Central Hudson mentionnés précédemment, au 31 décembre 2015, aucun passif environnemental important n'était comptabilisé dans les états financiers consolidés audités de 2015 de la Société. Les entreprises de services publics réglementés chercheraient à recouvrer, à même 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.

**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 déposeraient certainement des demandes auprès de leur organisme de réglementation respectif pour qu'il les autorise à recouvrer toute perte ou tout dommage 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. 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 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 bon nombre de permis, de licences, d'ententes, d'ordonnances, d'approbations et de certificats (les « approbations ») de divers paliers gouvernementaux, organismes gouvernementaux et tiers. Pour diverses raisons, notamment la participation accrue des parties prenantes, 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 nécessaires. S'il survenait un délai dans l'obtention de toute approbation 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, ou s'il survenait une modification importante de toute approbation exigée, l'exploitation des actifs et la vente d'électricité et de gaz naturel pourraient être entravées ou entraîner des coûts additionnels, ce qui pourrait avoir une incidence négative importante sur les filiales de la Société.

**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 tel contrat, 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.

Dans certaines parties du territoire desservi par FortisAlberta, l'AUC a accordé le droit aux associations d'électrification rurale de fournir des services de distribution d'électricité à leurs membres admissibles. Les membres admissibles à recevoir des services de distribution d'électricité d'une association d'électrification rurale sont les membres qui satisfont aux critères d'admissibilité précis définis dans les ententes d'exploitation intégrées conclues entre la société et l'association d'électrification rurale. En général, les critères d'admissibilité limitent la prestation de service aux clients dont le terrain sert à l'activité agricole ou à titre de propriété rurale. Cette limitation historique a été remise en question par certaines associations d'électrification rurale autonomes qui cherchent à offrir leurs services à un plus large éventail de clients sur un territoire qui chevauche celui de la société. FortisAlberta résiste activement aux efforts déployés par ces associations d'électrification rurale autonomes, étant d'avis que le régime législatif de l'Alberta n'appuie pas ce genre de concurrence entre les entreprises de services publics réglementés et ces petites coopératives rurales d'électricité. Il existe un risque que les efforts déployés par ces associations d'électrification rurale autonome afin d'étendre leurs services à un plus large éventail de clients accroissent leur capacité à servir des clients en concurrence avec la société.

Si une municipalité achetait les actifs de distribution de FortisAlberta ou si une association d'électrification rurale augmentait le nombre de ses clients sur le territoire de service de la société, 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. Une érosion importante 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 au Canada 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 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.

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 entités inscrites auprès de la SEC pour continuer de présenter leur information financière selon les PCGR des États-Unis, ou d'adopter les IFRS. L'IASB a publié une norme facultative provisoire sur les comptes de report réglementaires et continue de se pencher sur un projet portant sur la comptabilisation propre aux activités à tarifs réglementés. 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 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. En raison de l'acquisition prochaine d'ITC, Fortis s'attend à devenir une entité inscrite auprès de la SEC. En tant qu'entité inscrite auprès de la SEC, Fortis aura droit, en vertu des lois canadiennes applicables, de continuer à préparer ses états financiers consolidés selon les PCGR des États-Unis.

**Modifications des lois fiscales :** Les lois fiscales canadiennes, américaines ou d'autres territoires internationaux auxquelles doivent se conformer la Société et ses filiales peuvent changer.

### *Lois fiscales canadiennes*

En 2015, des élections fédérales et des élections dans plusieurs provinces ont eu lieu au Canada. Un nouveau gouvernement peut entraîner l'adoption de nouvelles lois fiscales, y compris le changement des taux d'imposition. Les nouveaux budgets fédéral et provinciaux devraient être déposés au début de 2016, et tout changement attribuable à ces budgets pourrait avoir une incidence sur la Société et ses filiales canadiennes. Toute modification des lois fiscales pourrait avoir une incidence sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière de la Société.

### *Lois fiscales américaines*

En 2015, le Congrès américain a adopté des dispositions législatives permettant l'utilisation jusqu'en 2019 de l'amortissement accéléré aux fins fiscales, selon un calendrier d'élimination progressive, faisant passer les taux admissibles à 50 % en 2015 jusqu'en 2017, à 40 % en 2018 et à 30 % en 2019. Bien que ces dispositions permettent d'obtenir une plus grande certitude aux fins de la planification et réduisent le fardeau fiscal sur les liquidités des filiales de la Société aux États-Unis, toute modification de ces dispositions ou d'autres lois fiscales américaines pourrait avoir une incidence sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière de la Société.

### *Lois fiscales internationales*

Fortis exerce ses activités dans certains territoires libres d'impôt, y compris dans certains pays des Caraïbes et au Belize. Le Canada exige que les gouvernements de certains territoires libres d'impôt concluent un accord d'échange de renseignements fiscaux (« AERF »), ce qui permet aux dividendes versés dans ces territoires d'être exonérés d'impôt quand ils sont reçus au Canada. Cette disposition législative permet à Fortis de recevoir des Caraïbes un remboursement de capital libre d'impôt. Certaines dispositions législatives prévoient également un mécanisme de remboursement des prêts en amont qui ont été utilisés antérieurement comme moyen de rapatrier les bénéficiaires avec report d'impôts. La Société a des prêts en amont totalisant environ 79 millions \$ que lui ont consentis ses filiales dans les Caraïbes, lesquels doivent être remboursés d'ici août 2016. La Société s'attend à rembourser ces prêts, comme elle le doit.

Un AERF n'a pas encore été négocié entre le Canada et le Belize, et rien n'indique que le Canada conclura des négociations avec le gouvernement du Belize à court terme. Jusqu'à ce qu'un AERF soit conclu, les bénéficiaires d'une entreprise exploitée activement au Belize ne peuvent être rapatriés au Canada libres d'impôt; toutefois le gouvernement du Belize a signé la Convention concernant l'assistance administrative mutuelle en matière fiscale ce qui exclut le Belize des « pays non admissibles ». Par conséquent, la Société n'est pas tenue de comptabiliser de l'impôt sur le bénéfice de son entreprise exploitée activement au Belize, qu'il soit ou non rapatrié au Canada.

En octobre 2015, l'Organisation de coopération et de développement économiques (l'« OCDE ») a publié ses rapports définitifs dans le cadre de son plan d'action visant à lutter contre l'érosion de la base d'imposition et le transfert de bénéficiaires (« plan d'action BEPS »). Le fondement du plan d'action BEPS est de déceler la planification et les pratiques fiscales agressives et d'y mettre un frein ainsi que de surveiller les systèmes fiscaux internationaux. Le Canada n'a pas encore mis en œuvre les recommandations des rapports de l'OCDE dans ses conventions fiscales et dans la législation canadienne; toutefois, si les lois fiscales canadiennes devaient en tenir compte, la Société devra évaluer leurs incidences et déterminer si des modifications doivent être apportées à ses pratiques fiscales.

**Accès aux terres des Premières Nations :** 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 de 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 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 de FortisBC Energy et de FortisBC Electric.

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

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 la société, ce qui pourrait avoir une incidence importante sur les activités de FortisAlberta.

**Risque lié aux relations de travail :** Les filiales de la Société emploient des personnes qui sont membres de syndicats ou d'associations de travailleurs ayant 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 pour les 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.

**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 les entreprises de services publics de la Société devront faire en sorte de disposer de la main-d'œuvre qualifiée nécessaire pour mener à bien les projets en immobilisations.

## MODIFICATIONS DE MÉTHODES COMPTABLES

Les nouvelles méthodes comptables relatives aux PCGR des États-Unis qui s'appliquent à Fortis au cours de 2015, et que Fortis a adoptées à cette date, sont présentées ci-après.

**Présentation des activités abandonnées et de l'information sur la cession de composantes d'une entité :** La Société a adopté de façon prospective l'Accounting Standards Update (« ASU ») 2014-08, qui modifie les critères et les informations à fournir pour la présentation des activités abandonnées. Par conséquent, la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers et la vente des actifs de production non réglementée en 2015 ne respectaient pas les critères pour considérer les activités comme abandonnées. Les ventes sont conformes à la stratégie de la Société de se centrer sur ses principales activités de services publics. Elles ne représentent donc pas un changement stratégique des activités.

**Comptabilisation des paiements fondés sur des actions lorsque les modalités d'une attribution prévoient que l'objectif de rendement pourrait être atteint après la période de service requise :** La Société a adopté de façon anticipée l'ASU 2014-12 qui uniformise la pratique entourant les paiements fondés sur des actions effectués à des employés dans le cas où les objectifs de rendement permettent aux employés de bénéficier de leur attribution, qu'ils fournissent ou non des services au moment où l'objectif de rendement est atteint. L'adoption de cette mise à jour a été appliquée de façon prospective et n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés audités 2015 de la Société.



**Simplification de la présentation des frais d'émission de titres de créance :** La Société a adopté de façon anticipée l'ASU 2015-03 qui exige que les frais d'émission de titres de créance soient présentés dans le bilan consolidé en déduction directe de la valeur comptable de ces titres, de la même manière que l'escompte ou la prime d'émission de ces titres. L'adoption de cette mise à jour a été appliquée de façon rétrospective et a entraîné le reclassement des frais d'émission de titres de créance d'environ 65 millions \$, qui ont été sortis des autres actifs à long terme pour être reclassés dans la dette à long terme au bilan consolidé de la Société au 31 décembre 2014. En outre, la Société a adopté de façon anticipée l'ASU 2015-15 qui clarifie la présentation et l'évaluation ultérieure des frais d'émission de titres de créance relatifs à des arrangements de ligne de crédit. La mise à jour permet à une entité de reporter les frais d'émission de titres de créance et de les présenter comme un actif, et d'amortir ensuite les frais d'émission reportés de façon proportionnelle sur la durée de l'arrangement de ligne de crédit, peu importe l'encours aux termes de l'arrangement de ligne de crédit. L'adoption de cette mise à jour a été appliquée de façon rétrospective et n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société.

**Classement au bilan des impôts reportés :** La Société a adopté de façon anticipée l'ASU 2015-17 qui exige que les actifs et passifs d'impôts reportés soient classés et présentés dans les éléments à long terme au bilan consolidé. L'adoption de cette mise à jour a été appliquée de façon rétrospective et a entraîné le reclassement des actifs d'impôts reportés à court terme de 158 millions \$, des actifs d'impôts reportés à long terme de 62 millions \$ et des passifs d'impôts reportés à court terme de 9 millions \$ dans les passifs d'impôts différés à long terme au bilan consolidé au 31 décembre 2014. Par conséquent, la Société a également reclassé des actifs réglementaires à court terme de 18 millions \$, des passifs réglementaires à court terme de 19 millions \$ et des passifs réglementaires à long terme de 91 millions \$ dans les actifs réglementaires à long terme au bilan consolidé au 31 décembre 2014, tous liés aux impôts reportés réglementaires.

### PRISES DE POSITION COMPTABLES FUTURES

La Société se penche sur l'applicabilité et l'incidence de toutes les ASU publiées par le Financial Accounting Standards Board ("FASB"). Les mises à jour suivantes ont été publiées par le FASB, mais n'ont pas encore été adoptées par Fortis. Toute ASU n'étant pas incluse ci-après a été évaluée et jugée non applicable pour la Société, ou on estime qu'elle n'aura pas d'incidence significative sur les états financiers consolidés.

**Produits des activités ordinaires tirés des contrats conclus avec des clients :** L'ASU 2014-09 a été publiée en mai 2014 et les modifications présentées dans cette mise à jour créent le Topic 606 de l'ASC, *Revenue from Contracts with Customers*, et remplacent les exigences de comptabilisation des produits du Topic 605 de l'ASC, *Revenue Recognition*, y compris la plupart des lignes directrices concernant la comptabilisation des produits selon les secteurs partout dans la codification. Cette norme complète l'effort conjoint du FASB et de l'IASB visant à améliorer la présentation de l'information financière en créant des lignes directrices communes de comptabilisation des produits pour les PCGR des États-Unis et les IFRS qui clarifient les principes de comptabilisation des produits et qui peuvent s'appliquer uniformément à des opérations, des secteurs et des marchés financiers divers. Cette mise à jour devait initialement entrer en vigueur pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2016 et devait être appliquée de façon rétrospective intégrale ou rétrospective modifiée. L'ASU 2015-14 a été publiée en août 2015 et les modifications de cette mise à jour reportent d'un an l'entrée en vigueur de l'ASU 2014-09, soit pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2017. L'adoption anticipée est permise dès la date d'entrée en vigueur initiale. La majeure partie des produits de la Société est générée par les ventes d'énergie aux clients en fonction des tarifs publiés, comme les organismes de réglementation le permettent, et devrait être dans le champ d'application de l'ASU 2014-09. Fortis n'a pas encore choisi de méthode de transition et évalue l'incidence que l'adoption de cette norme aura sur ses états financiers consolidés et les informations connexes. La Société prévoit que cette évaluation sera pratiquement terminée d'ici la fin de 2016.

**Modifications à l'analyse de consolidation :** L'ASU 2015-02 a été publiée en février 2015 et la mise à jour modifie l'analyse qu'une entité publiante doit mettre en œuvre afin de déterminer si elle doit consolider certains types d'entités légales. Plus précisément, les modifications, relativement aux sociétés en commandite, : i) changent l'évaluation visant à déterminer si les sociétés en commandite et les entités juridiques semblables sont des entités à détenteurs de droits variables ou des entités à détenteurs de droits de vote et ii) renversent la présomption qu'un commandité doit consolider une société en commandite. Cette mise à jour entre en vigueur pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2015 et peut être appliquée selon une approche rétrospective modifiée ou de façon rétrospective. L'adoption de cette mise à jour ne devrait pas avoir d'incidence significative sur les états financiers de la Société. Toutefois, la participation conférant le contrôle de 51 % de la Société dans la société Waneta devrait passer d'entité à détenteurs de droits de vote à entité à détenteurs de droits variables, ce qui donnera lieu à davantage d'informations par voie de notes.

## 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

Passif au 31 décembre <i>(en millions \$)</i>	2015		2014	
	Valeur comptable	Juste valeur estimative	Valeur comptable	Juste valeur estimative
Billet de la société Waneta	56	59	53	56
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an	11 240	12 614	10 501	12 237

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 suivant présente, selon les niveaux de la hiérarchie des justes valeurs, les actifs et les passifs de la Société comptabilisés à la juste valeur sur une base récurrente. Ces actifs et ces passifs sont classés entièrement en fonction du niveau le plus faible des données qui est important pour l'évaluation à la juste valeur et il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux au cours des périodes présentées. Pour les instruments dérivés, la Société a adopté la présentation au montant brut pour ses contrats dérivés visés par des conventions-cadres de compensation et des garanties.

### Instruments financiers comptabilisés à la juste valeur

Aux 31 décembre <i>(en millions \$)</i>	Hiérarchie des justes valeurs	2015	2014
<b>Actif</b>			
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire <sup>1) 2) 3)</sup>	Niveau 2/3	7	3
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire <sup>1) 2)</sup>	Niveau 3	2	1
Placement disponible à la vente <sup>4) 5)</sup>	Niveau 1	33	–
Actifs détenus en vue de la vente	Niveau 2	9	–
Autres investissements <sup>4)</sup>	Niveau 1	12	5
<b>Total des actifs bruts</b>		<b>63</b>	9
Moins : Compensation de soldes de contreparties présentés au montant brut aux bilans <sup>6)</sup>		<b>(6)</b>	(3)
<b>Total de l'actif, montant net</b>		<b>57</b>	6
<b>Passif</b>			
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire <sup>1) 2) 7)</sup>	Niveaux 1/2/3	78	72
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire <sup>1) 2)</sup>	Niveau 3	–	1
Contrat d'énergie – couvertures de flux de trésorerie <sup>2) 8)</sup>	Niveau 3	–	1
Swaps de taux d'intérêt – couvertures de flux de trésorerie <sup>8)</sup>	Niveau 2	5	5
<b>Total du passif, montant brut</b>		<b>83</b>	79
Moins : Compensation de soldes de contreparties présentés au montant brut aux bilans <sup>6)</sup>		<b>(6)</b>	(3)
<b>Total de l'actif, montant net</b>		<b>77</b>	76

<sup>1)</sup> La juste valeur des contrats d'énergie de la Société est comptabilisée dans les débiteurs et autres actifs à court terme, les autres actifs à long terme, les créditeurs et autres passifs à court terme et les autres passifs à long terme. Les gains latents ou pertes latentes découlant des variations de la juste valeur de ces contrats sont reportés comme un actif ou passif réglementaire en vue de leur recouvrement auprès des clients ou de leur remboursement aux clients dans les tarifs comme autorisé par les organismes de réglementation, sauf pour les contrats de vente en gros à long terme.

<sup>2)</sup> La modification d'une ou de plusieurs données non observables pourrait avoir une incidence importante sur l'évaluation à la juste valeur, selon l'ampleur et l'orientation du changement de chaque donnée. L'incidence des variations de la juste valeur est assujettie au recouvrement réglementaire, sauf pour les contrats de vente en gros à long terme et ceux qui sont considérés comme des couvertures de flux de trésorerie.

<sup>3)</sup> Comprennent 2 millions \$ – niveau 2 et 5 millions \$ – niveau 3 (3 millions \$ – niveau 3 en 2014).

<sup>4)</sup> Inclus dans les autres actifs à long terme inscrits au bilan consolidé.

<sup>5)</sup> Le coût du placement disponible à la vente s'élevait à 35 millions \$, et les gains et pertes latents découlant des variations de la juste valeur sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce qu'ils soient réalisés et reclassés dans l'état des résultats.

<sup>6)</sup> Certains contrats d'énergie font l'objet de conventions-cadres de compensation exécutoires pour atténuer le risque de crédit et sont compensés s'il existe une intention et un droit légal de compensation.

<sup>7)</sup> Comprennent 1 million \$ – niveau 1, 52 millions \$ – niveau 2 et 25 millions \$ – niveau 3 (2 millions \$ – niveau 1, 35 millions \$ – niveau 2 et 35 millions \$ – niveau 3 en 2014).

<sup>8)</sup> La juste valeur de certains contrats d'énergie de la Société est comptabilisée dans les créditeurs et autres passifs à court terme et la juste valeur des swaps de taux d'intérêt de la Société est comptabilisée dans les créditeurs et autres passifs à long terme. Les gains et pertes latents découlant des variations de la juste valeur sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce qu'ils soient réalisés et reclassés dans l'état des résultats.

## **Instruments dérivés**

De façon générale, la Société limite l'utilisation d'instruments dérivés à ceux qui peuvent servir de couvertures comptables, de couvertures économiques ou de couvertures de flux de trésorerie, ou à ceux qui sont approuvés à des fins de recouvrement réglementaire. La Société comptabilise à la juste valeur tous les instruments dérivés, à l'exception de certains instruments comme les dérivés qui sont admissibles à l'exception relative aux achats et aux ventes dans le cours normal des affaires. Les justes valeurs des instruments dérivés 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.

### ***Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire***

UNS Energy détient des contrats d'achat d'électricité ainsi que des swaps et contrats d'options sur gaz afin de réduire l'exposition au risque lié au prix de l'énergie associé aux besoins d'achat d'électricité et aux besoins en gaz naturel. UNS Energy utilise principalement l'approche axée sur le marché en ce qui a trait aux évaluations à la juste valeur, en utilisant des renseignements provenant de tiers indépendants, lorsque c'est possible. Lorsque des prix publiés ne sont pas disponibles, des ajustements sont effectués en fonction de l'historique des rapports sur la courbe des prix, des pertes de transport et des pertes en ligne. La juste valeur des contrats d'options sur gaz est estimée en fonction du modèle d'évaluation des options de Black et Scholes qui comprend des données telles que la volatilité implicite, les taux d'intérêt et les courbes des cours à terme. UNS Energy tient également compte de l'incidence du risque de crédit de la contrepartie en utilisant les taux de défaut et les taux de recouvrement courants et historiques, ainsi que son propre risque de crédit en utilisant les données relatives aux swaps sur défaillance de crédit.

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

FortisBC Energy détient des primes liées aux contrats d'achat de gaz afin 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.

Au 31 décembre 2015, ces dérivés de contrats d'énergie n'étaient pas désignés comme des couvertures; néanmoins, les gains latents et les pertes latentes provenant des variations de la juste valeur des dérivés étaient 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. Ces pertes latentes et ces gains latents auraient autrement été comptabilisés à l'état des résultats. Au 31 décembre 2015, des pertes latentes de 74 millions \$ (69 millions \$ au 31 décembre 2014) ont été comptabilisées dans les actifs réglementaires et des gains latents de 3 millions \$ ont été comptabilisés dans les passifs réglementaires.

### ***Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire***

En juin 2015, UNS Energy a conclu des contrats de vente en gros à long terme qui sont admissibles comme instruments dérivés. Les gains latents et les pertes latentes sur ces instruments dérivés sont comptabilisés à l'état des résultats, puisqu'ils ne peuvent faire l'objet d'un report réglementaire. Dix pour cent de tous les gains réalisés sur ces contrats sont partagés avec les abonnés au moyen des comptes de stabilisation tarifaire de UNS Energy.

### ***Couvertures de flux de trésorerie***

UNS Energy est partie à un swap de taux d'intérêt, qui expire en 2020, afin de réduire son exposition à la volatilité des taux d'intérêt variables sur les obligations au titre de contrats de location, et à un swap d'achat d'électricité, qui a expiré en septembre 2015, afin de couvrir le risque de flux de trésorerie associé à un contrat d'approvisionnement d'électricité à long terme. Les gains latents et les pertes latentes après impôts sur les couvertures de flux de trésorerie sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu et reclassés à l'état des résultats à mesure qu'ils sont réalisés. La perte qui devrait être reclassée à l'état des résultats au cours des douze prochains mois est estimée à environ 1 million \$.

Central Hudson utilise des contrats de taux d'intérêt plafonds, qui expirent en 2016 et 2017, sur des obligations dont le montant en capital totalise 64 millions \$ US. Les variations des intérêts débiteurs des obligations, y compris les gains ou les pertes liés aux contrats de taux d'intérêt plafonds, sont reportées comme un actif ou un passif réglementaire en vue de leur recouvrement auprès des clients ou de leur remboursement aux clients dans les tarifs comme autorisé par les organismes de réglementation, et n'ont aucune incidence sur le bénéfice.

Les flux de trésorerie liés au règlement de l'ensemble des instruments dérivés sont inclus dans les activités d'exploitation aux états des flux de trésorerie consolidés de la Société.

# Rapport de gestion

## Volume des activités liées aux dérivés

Au 31 décembre 2015, les volumes notionnels des dérivés sur électricité et sur gaz naturel devant être réglés étaient les suivants :

Volume	Échéance (année)	Contrats (n <sup>bre</sup> )	2016	2017	2018	2019	2020	Par la suite
<b>Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire :</b>								
Swaps sur électricité (GWh)	2019	8	1 043	730	438	219	–	–
Contrats d'achat d'électricité (GWh)	2017	28	1 027	145	–	–	–	–
Swaps et contrats d'options sur gaz (PJ)	2018	154	40	10	4	–	–	–
Primes liées aux contrats d'achat de gaz (PJ)	2024	89	91	42	38	22	22	64
<b>Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire :</b>								
Contrats de vente en gros à long terme (GWh)	2016	6	1 310	–	–	–	–	–

## 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 à l'état des résultats 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 à comptabiliser.

Au 31 décembre 2015, Fortis comptabilisait des actifs réglementaires de 2 532 millions \$ (2 415 millions \$ au 31 décembre 2014) et des passifs réglementaires de 1 638 millions \$ (1 445 millions \$ au 31 décembre 2014).

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 2015, les immobilisations et les actifs incorporels consolidés de la Société totalisaient environ 20,1 milliards \$, soit environ 70 % du total des actifs consolidés, comparativement à environ 18,3 milliards \$, ou environ 70 % du total des actifs consolidés, au 31 décembre 2014. La dotation aux amortissements a été de 873 millions \$ en 2015 en regard de 688 millions \$ en 2014.

Comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, UNS Energy, Central Hudson, FortisBC Energy, 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 donnant lieu à la comptabilisation d'un passif réglementaire à long terme. 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. 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 2015 atteignait 1 060 millions \$, soit une hausse de 109 millions \$ par rapport à 951 millions \$ au 31 décembre 2014, principalement en raison de l'effet de change associé à la conversion des passifs liés aux coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations libellés en dollars américains.

Les variations des taux d'amortissement, en raison d'une variation dans la durée des services estimative ou des coûts d'enlèvement, 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 et de coûts d'enlèvement appropriés, le cas échéant, sont des organismes de réglementation respectifs. 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.

Le 1<sup>er</sup> janvier 2015, les taux d'amortissement de FortisAlberta ont changé, par suite d'une mise à jour technique de sa dernière étude sur l'amortissement réalisée en date du 31 décembre 2010. La mise à jour technique permet l'ajustement des taux d'amortissement fondé sur les soldes des immobilisations courantes et maintient les paramètres d'amortissement établis dans la dernière étude sur l'amortissement approuvée. Par conséquent, la dotation aux amortissements de FortisAlberta a diminué d'environ 7 millions \$ en 2015.

**Impôts sur les bénéfiques :** Les impôts sur les bénéfiques sont établis selon les impôts sur les bénéfiques exigibles de la Société et les estimations des impôts sur les bénéfiques 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 recouvrés grâce à des bénéfiques imposables futurs. Si la recouvrabilité n'est pas plus probable qu'improbable, une provision pour moins-value est comptabilisée en réduction des bénéfiques au cours de la période où la provision est constituée ou modifiée. Les estimations relatives à la charge d'impôts sur les bénéfiques 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 en date du 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 2015 ou en 2014.

Au 31 décembre 2015, l'écart d'acquisition consolidé totalisait environ 4,2 milliards \$ (3,7 milliards \$ au 31 décembre 2014). 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 106 millions \$ au 31 décembre 2015 (77 millions \$ au 31 décembre 2014).

Fortis effectue une évaluation annuelle interne des facteurs quantitatifs de chaque unité d'exploitation. Pour les unités d'exploitation dont : i) l'évaluation par 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 ii) l'excédent de la juste valeur estimée par rapport à la valeur comptable, comme établi par un consultant externe 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 au cours de l'exercice considéré. Malgré l'approche décrite ci-dessus, il est possible de faire estimer par un consultant externe 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 importantes par un consultant externe au moins une fois tous les cinq 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, comme décrit précédemment, et cette juste 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 pour valider les conclusions tirées de 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 2015 ou en 2014 à l'égard de l'écart d'acquisition et des actifs incorporels à durée de vie indéfinie.

## Avantages sociaux futurs

### Régimes de retraite à prestations déterminées

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 et des obligations connexes. Les principales hypothèses utilisées par la direction dans l'établissement du coût net au titre des prestations et des obligations sont le taux d'actualisation de l'obligation au titre des prestations 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 2016 est de 6,17 %, en baisse par rapport au taux de 6,25 % utilisé en 2015. La diminution du taux de rendement à long terme moyen s'explique par l'investissement des actifs des régimes dans des titres à revenu fixe plutôt qu'à des actions. Les actifs des régimes de retraite à prestations déterminées ont eu des rendements positifs totalisant environ 30 millions \$ en 2015, comparativement à des rendements positifs prévus de 140 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 reposent sur le rendement historique, les attentes futures et le rééquilibrage périodique des portefeuilles entre les diverses catégories d'actifs.

Le taux d'actualisation moyen pondéré présumé qui a servi à évaluer les obligations au titre des prestations projetées au 31 décembre 2015 et à établir le coût net des régimes de retraite pour 2016 est de 4,21 %, comparativement au taux de 4,00 % utilisé pour évaluer les obligations au titre des prestations projetées au 31 décembre 2014 et pour établir le coût net des régimes de retraite pour 2015. 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, à l'exception de ce qui suit pour UNS Energy. UNS Energy a adopté la méthode du taux en vigueur pour déterminer le coût net des régimes de retraite pour 2016.

En 2015, le coût net des régimes de retraite à prestations déterminées consolidé a augmenté de 26 millions \$ par rapport à 2014, en raison surtout de l'acquisition de UNS Energy en août 2014 et de l'incidence de la conversion des devises. Toute augmentation du coût net des régimes de retraite à prestations déterminées des entreprises de services publics réglementés pour 2016 devrait être recouvrée auprès de la clientèle à même les tarifs, sous réserve d'un décalage attribuable à la réglementation et du risque lié aux prévisions pour certaines des entreprises de services publics.

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 des régimes de retraite de 2015 et sur l'obligation au titre des prestations projetées connexe qui est comptabilisée dans les états financiers consolidés annuels de 2015 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 2015

**(Diminution) augmentation**

(en millions \$)

	Coût net au titre des prestations des régimes de retraite	Obligation au titre des prestations projetées <sup>1)</sup>
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de taux de rendement	(24)	–
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux de rendement	20	(44)
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	(44)	(370)
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	51	469

<sup>1)</sup> Certains régimes de retraite à prestations déterminées de FortisBC Energy et de FortisBC Electric comportent des dispositions d'indexation des prestations de retraite qui prévoient qu'une tranche des rendements des placements doit être affectée à l'indexation des prestations 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 au titre des prestations projetées. La direction de l'incidence d'une variation de l'hypothèse de taux de rendement pour FortisBC Energy et FortisBC Electric résulte également de la méthode utilisée pour établir l'hypothèse d'indexation des prestations de retraite.

Les autres hypothèses utilisées pour mesurer le coût net au titre des prestations des régimes de retraite ou l'obligation au titre des prestations projetées comprennent 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.

Comme approuvé par l'organisme de réglementation concerné, le coût des régimes de retraite à prestations déterminées de FortisAlberta est recouvré 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. Central Hudson, FortisBC Energy, 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.

# Rapport de gestion

Au 31 décembre 2015, pour l'ensemble des régimes de retraite à prestations déterminées, la Société avait des obligations au titre des prestations projetées consolidées de 2 828 millions \$ (2 604 millions \$ au 31 décembre 2014) et des actifs de régimes consolidés de 2 466 millions \$ (2 216 millions \$ au 31 décembre 2014) pour une situation de capitalisation consolidée en position de passif de 362 millions \$ (388 millions \$ au 31 décembre 2014). En 2015, la Société a comptabilisé un coût net au titre des prestations des régimes de retraite consolidé de 97 millions \$ (71 millions \$ en 2014).

## Régimes d'ACR

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 de l'hypothèse relative au taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes de retraite, qui s'applique uniquement au régime d'ARC de UNS Energy et de Central Hudson, ainsi que le taux tendanciel du coût 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 UNS Energy et de Central Hudson n'ont eu aucun rendement en 2015, comparativement à des rendements positifs prévus d'environ 12 millions \$.

Le tableau qui suit présente les incidences d'une variation de 100 points de base du taux tendanciel du coût des soins de santé et du taux d'actualisation sur le coût net des régimes d'ACR pour 2015 et sur l'obligation connexe au titre des prestations constituées consolidée comptabilisée dans les états financiers consolidés audités de 2015 de la Société.

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

Exercice clos le 31 décembre 2015

### Augmentation (diminution)

(en millions \$)

	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 tendanciel du coût des soins de santé	7	51
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux tendanciel du coût des soins de santé	(5)	(43)
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	(6)	(71)
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	9	85

Central Hudson, FortisBC Energy, 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 d'ACR réel et le coût net des régimes d'ACR prévu, utilisé pour 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 2015, pour l'ensemble des régimes d'ACR, la Société avait des obligations au titre des prestations constituées consolidées de 574 millions \$ (564 millions \$ au 31 décembre 2014) et des actifs de régimes consolidés de 181 millions \$ (154 millions \$ au 31 décembre 2014) pour une situation de capitalisation consolidée en position de passif de 393 millions \$ (410 millions \$ au 31 décembre 2014). En 2015, la Société a comptabilisé un coût net au titre des prestations des régimes d'ACR consolidé de 27 millions \$ (21 millions \$ en 2014).

**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 de lois ou règlements, et des percées dans les technologies de remise en état des lieux. Bien que la Société ait des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations relativement à des centrales hydroélectriques, à des installations d'interconnexion, 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 2015 et 2014, à l'exception des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations comptabilisées par UNS Energy, Central Hudson et FortisBC Electric.

La nature, le montant et le moment des 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 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 se révèlent, que des actifs soient mis hors service ou que les licences, permis, ententes et baux applicables soient résiliés, des 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 2015, le total des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de la Société s'élevait à 49 millions \$ (37 millions \$ au 31 décembre 2014). Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de UNS Energy étaient associées principalement à des actifs liés à la production d'énergie et à la production photovoltaïque de TEP; les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de Central Hudson étaient associées principalement à des mesures d'enlèvement d'amianté; et les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de FortisBC Electric étaient associées à l'enlèvement d'huile contaminée aux biphényles polychlorés (« BPC ») de son équipement électrique. Le total du passif au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations au 31 décembre 2015 est classé dans le bilan consolidé à titre d'autre passif à long terme, avec un montant correspondant 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 quant à 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 des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations relatives à l'enlèvement d'huile contaminée aux BPC de leur équipement électrique, notons Central Hudson, FortisAlberta, Newfoundland Power, FortisOntario et Maritime Electric. Au 31 décembre 2015, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations relatives à l'enlèvement d'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. L'électricité et le gaz 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 d'électricité et de gaz consommée n'aura pas été facturée. La quantité consommée d'électricité et de gaz 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, selon l'approbation de l'organisme de réglementation. Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2015, Central Hudson est autorisée par les organismes de réglementation à comptabiliser les produits non facturés pour l'électricité consommée à chaque fin de période pour tous ses consommateurs d'électricité. Au 31 décembre 2014, des produits non facturés d'environ 15 millions \$ (13 millions \$ US) de Central Hudson associés à certains consommateurs d'électricité n'étaient pas comptabilisés, comme autorisé par les organismes de réglementation.

Le total des produits non facturés comptabilisés pour la période correspond aux ventes d'électricité et de gaz naturel 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 d'électricité et de gaz 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 d'électricité et de gaz naturel non facturée entraînera des ajustements des produits tirés des ventes d'électricité et de gaz naturel pour les périodes où ces ajustements sont confirmés en raison du fait que les résultats réels diffèrent des estimations. Au 31 décembre 2015, les produits non facturés comptabilisés dans les débiteurs étaient d'environ 404 millions \$ (365 millions \$ au 31 décembre 2014) sur des produits consolidés de 6 727 millions \$ pour 2015 (5 401 millions \$ pour 2014). L'augmentation des produits non facturés comptabilisés depuis le 31 décembre 2014 est principalement attribuable à l'effet de change associé à la conversion du total des produits non facturés comptabilisés libellés en dollars américains.

**Coûts indirects capitalisés :** Conformément aux exigences de leurs organismes de réglementation respectifs, UNS Energy, Central Hudson, FortisBC Energy, FortisAlberta, 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 pour le calcul des coûts indirects généraux capitalisés et leur attribution aux 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.

**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, à l'issue 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 éventualités de la Société.

### UNS Energy

#### Unité 1 de Springerville

En novembre 2014, les propriétaires tiers de l'unité 1 de Springerville ont déposé une plainte contre TEP auprès de la FERC (« plainte auprès de la FERC »), alléguant le refus de TEP d'acheminer l'électricité et l'énergie aux propriétaires tiers de la manière spécifiée dans la convention de soutien existante des installations de l'unité 1 de Springerville conclue entre TEP et les propriétaires tiers et au prix spécifié par les propriétaires tiers. Les propriétaires tiers ont demandé à la FERC de délivrer une ordonnance exigeant l'acheminement de l'énergie des propriétaires tiers générée par l'unité 1 de Springerville à compter de janvier 2015 au prix spécifié par les propriétaires tiers. En février 2015, la FERC a publié une ordonnance qui rejetait la plainte des propriétaires tiers. En mars 2015, les propriétaires tiers ont déposé une requête de nouvelle audience à l'égard de la plainte auprès de la FERC, laquelle a été rejetée par la FERC en octobre 2015. En décembre 2015, les propriétaires tiers ont interjeté appel auprès de la cour d'appel fédérale américaine, soit la United States Court of Appeals for the Ninth Circuit, de l'ordonnance délivrée par la FERC. En décembre 2015, TEP a déposé une requête, qui n'a pas été contestée, afin de pouvoir intervenir devant la cour d'appel.



En décembre 2014, les propriétaires tiers ont intenté une poursuite contre TEP devant la Cour suprême de l'État de New York, comté de New York (la « poursuite de New York »). En réponse aux requêtes de rejet de certains chefs et en arbitrage pour certaines allégations déposées par TEP et par suite de la décision rendue subséquemment par le tribunal sur ces requêtes, les propriétaires tiers ont modifié la plainte à trois reprises, abandonnant certaines des allégations et en invoquant d'autres dans le cadre de la poursuite de New York et des procédures en arbitrage, comme décrit ci-après. La poursuite de New York modifiée allègue, entre autres, que TEP a failli d'exploiter et de maintenir de manière appropriée les infrastructures de l'unité 1 de Springerville pendant la durée des contrats de location et de faire des investissements dans ces infrastructures; et que TEP a contrevenu aux obligations stipulées dans les contrats de location en refusant de payer les dépenses réclamées par les propriétaires tiers. La troisième plainte modifiée vise à obtenir 71 millions \$ US en dommages-intérêts, et des dommages directs et indirects, dont le montant sera déterminé au procès. Les propriétaires tiers ont aussi accepté de suspendre leur allégation que TEP a refusé d'acheminer l'électricité et l'énergie de la manière exigée, dans l'attente de l'issue de la plainte auprès de la FERC. En novembre 2015, les propriétaires tiers ont déposé une requête en jugement sommaire portant sur leur allégation que TEP a omis de payer les dépenses réclamées par les propriétaires tiers.

En décembre 2014 et en janvier 2015, Wilmington Trust Company, à titre de fiduciaires propriétaires et bailleurs en vertu des contrats de location des propriétaires tiers, a envoyé à TEP des avis dans lesquels il est prétendu que TEP a manqué à ses obligations définies aux contrats de location avec les propriétaires tiers. Selon les avis, TEP devait payer des dommages-intérêts totalisant environ 71 millions \$ US. Dans des lettres adressées aux fiduciaires propriétaires, TEP a nié les allégations contenues dans les avis.

En avril 2015, TEP a déposé une demande en arbitrage auprès de l'American Arbitration Association (« AAA ») visant le paiement par les fiduciaires propriétaires et cofiduciaires de leur quote-part des charges et des dépenses en immobilisations non remboursées pour l'unité 1 de Springerville. En juin 2015, les propriétaires tiers ont déposé une demande distincte en arbitrage auprès de l'AAA alléguant, entre autres, que TEP a failli d'exploiter et de maintenir de manière appropriée les infrastructures de l'unité 1 de Springerville et de faire des investissements dans ces infrastructures depuis l'expiration des contrats de location. La demande en arbitrage des propriétaires tiers vise à obtenir des jugements déclaratoires, des dommages-intérêts dont le montant sera déterminé par le comité d'arbitrage et le paiement des honoraires et débours des propriétaires tiers. TEP et les propriétaires tiers ont depuis convenu de consolider leur demande en arbitrage en une seule procédure. En août 2015, les propriétaires tiers ont déposé une demande d'arbitrage modifiée par l'ajout d'allégations que TEP a converti leurs droits relatifs à l'eau et certains paiements au titre de la réduction des émissions, et que TEP achemine abusivement la quote-part de la capacité et de la production d'électricité non planifiée des propriétaires tiers de l'unité 1 de Springerville.

En octobre 2015, le comité d'arbitrage a accueilli la requête de mesure provisoire de TEP, ordonnant aux fiduciaires propriétaires et cofiduciaires de verser à TEP leur quote-part des charges d'exploitation et des dépenses en immobilisations non remboursées relatives à l'unité 1 de Springerville pendant la procédure d'arbitrage. De plus, le comité d'arbitrage a rejeté la requête de mesure provisoire des propriétaires tiers visant à empêcher TEP d'acheminer la quote-part de la capacité et de la production d'électricité non planifiée des propriétaires tiers de l'unité 1 de Springerville. TEP planifie la quote-part de la production d'électricité des propriétaires tiers de l'unité 1 de Springerville, comme le prévoit la convention de soutien des installations de l'unité 1 de Springerville, depuis juin 2015. Une séance d'arbitrage devrait avoir lieu en juillet 2016.

En novembre 2015, TEP a présenté une requête demandant confirmation de l'ordonnance d'arbitrage provisoire auprès de la Cour suprême de l'État de New York, nommant les fiduciaires propriétaires et cofiduciaires comme défendeurs. La requête vise l'obtention d'une ordonnance du tribunal afin de faire confirmer l'ordonnance d'arbitrage provisoire en vertu de la loi américaine *Federal Arbitration Act*. En décembre 2015, les fiduciaires propriétaires ont déposé une réponse à la requête et une motion incidente visant à faire annuler l'ordonnance d'arbitrage provisoire.

Au 31 décembre 2015, TEP avait facturé aux propriétaires tiers un montant d'environ 23 millions \$ US pour leur quote-part des charges d'exploitation de l'unité 1 de Springerville et 4 millions \$ US pour leur quote-part des dépenses en immobilisations. Ces montants étaient toujours impayés en date du 17 février 2016.

TEP ne peut prédire l'issue des procédures relatives à l'unité 1 de Springerville et, en raison de la nature générale des réclamations et de la nature et de la portée indéterminées des dommages sollicités, la société ne peut estimer l'ordre de grandeur de toute perte éventuelle à l'heure actuelle, le cas échéant; par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés. TEP a l'intention de se défendre avec vigueur contre les réclamations des propriétaires tiers et de faire valoir avec vigueur ses réclamations contre les propriétaires tiers.

TEP et les propriétaires tiers ont accepté de suspendre ces questions litigieuses relatives à l'unité 1 de Springerville en vue de tenter de négocier un règlement. Toutefois, rien ne garantit qu'une entente sera conclue ou que le litige se règlera.

### **Coûts de remise en état de mines**

TEP paye continuellement des coûts de remise en état finale relatifs aux mines de charbon qui approvisionnent les centrales dans lesquelles la société détient une participation, mais qu'elle n'exploite pas. TEP est responsable d'une partie des coûts de remise en état finale au moment de la fermeture des mines qui approvisionnent les centrales de San Juan, de Four Corners et de Navajo. La quote-part de TEP des coûts de remise en état pour les trois mines devrait s'élever à 43 millions \$ US à l'échéance des contrats d'approvisionnement en charbon, entre 2019 et 2031. Le passif au titre de la remise en état de mines comptabilisé s'élevait à 25 millions \$ US au 31 décembre 2015 (22 millions \$ US au 31 décembre 2014) et représente la valeur actualisée de l'obligation future estimative.

## Rapport de gestion

---

Les montants comptabilisés au titre de la remise en état finale sont fondés sur diverses hypothèses, dont l'estimation des coûts de remise en état, les dates auxquelles la remise en état finale aura lieu et le taux d'inflation prévu. Au fur et à mesure que ces hypothèses changeront, TEP ajustera prospectivement les charges relatives à la remise en état finale sur la durée résiduelle des contrats d'approvisionnement en charbon.

TEP est autorisée à recouvrer l'intégralité de ces coûts auprès de ses clients de détail et, par conséquent, ces coûts sont reportés à titre d'actif réglementaire.

### **Central Hudson**

#### *Enquête et remise en état des sites*

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 de l'État de New York, ministère qui régit le moment et l'étendue de la remise en état des sites d'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. En 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 2015, une obligation de 92 millions \$ US (105 millions \$ US au 31 décembre 2014) a été comptabilisée au titre de l'enquête et de la remise en état des sites et, en fonction d'une analyse de modélisation des coûts effectuée en 2014, 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 169 millions \$ US.

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 de l'État de New York, 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 d'usines de gaz et les limites tarifaires prévues, et les coûts financiers seront comptabilisés dans les soldes reportés au taux de rendement autorisé avant impôts. Dans l'ordonnance tarifaire de trois ans rendue par la PSC en juin 2015, l'autorisation donnée à Central Hudson de reporter tous les coûts engagés pour l'enquête et la remise en état des sites des usines de gaz a été confirmée et prolongée jusqu'en juin 2018.

#### *Litige sur l'amiante*

Avant et après son acquisition par Fortis, diverses poursuites liées à l'amiante ont été intentées contre Central Hudson. Bien qu'un total de 3 350 poursuites liées à l'amiante aient été intentées, 1 167 étaient pendantes au 31 décembre 2015. Parmi les poursuites intentées contre Central Hudson qui ne sont plus en instance, 2 027 ont été rejetées ou abandonnées sans paiement de la part de la société, et Central Hudson a réglé les 156 autres poursuites. La société n'est actuellement pas en mesure d'évaluer la validité des poursuites en instance 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 en instance 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.

### **FortisBC Electric**

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 ait communiqué avec ses assureurs, le gouvernement de la Colombie-Britannique l'a informée qu'aucune réponse à la réclamation n'est requise pour le moment. 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.

### **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 d'un 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.

## OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

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 importantes entre parties liées pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014 sont décrites ci-dessous.

À l'achèvement de l'Expansion Waneta au début d'avril 2015, FortisBC Electric a commencé à lui acheter de la capacité aux termes de l'entente sur la capacité de Waneta Expansion de 40 ans, approuvée par le BCUC. L'électricité achetée par FortisBC Electric de l'Expansion Waneta en 2015 s'est élevée à environ 30 millions \$. De plus, l'Expansion Waneta paie à FortisBC Electric pour des services de gestion associés à la centrale, soit près de 7 millions \$ en 2015.

De temps à autre, la Société accorde du financement à court terme à certaines de ses filiales afin de soutenir les programmes d'investissement, les acquisitions et les besoins saisonniers en fonds de roulement, à un taux d'intérêt se rapprochant des coûts d'emprunt à court terme de la Société. De plus, la Société accorde du financement à long terme à certaines de ses filiales, à un taux d'intérêt se rapprochant des coûts de la dette à long terme de la Société. La plus grande partie de ce financement à long terme a été remboursée en 2015 par suite de la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers. Au 31 décembre 2015, les prêts intersectoriels en cours s'élevaient à 48 millions \$ (402 millions \$ au 31 décembre 2014) et le total des intérêts facturés en 2015 a été de 17 millions \$ (27 millions \$ en 2014).

## PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES ANNUELLES

Le tableau qui suit présente les principales informations financières annuelles pour les trois exercices clos les 31 décembre 2015, 2014 et 2013.

### Principales informations financières annuelles

Exercices clos les 31 décembre

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

	2015	2014	2013
Produits d'exploitation	6 727	5 401	4 047
Bénéfice net	840	390	420
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	728	317	353
Résultat de base par action ordinaire	2,61	1,41	1,74
Résultat dilué par action ordinaire	2,59	1,40	1,73
Total de l'actif	28 804	26 233	17 908
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins de un an)	10 784	9 911	6 424
Actions privilégiées	1 820	1 820	1 229
Capitaux propres attribuables aux actions ordinaires	8 060	6 871	4 772
Dividendes déclarés par action ordinaire	1,43	1,30	1,25
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série C <sup>1)</sup>	–	–	0,4862
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>	0,9708	0,9708	1,1416
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série H <sup>3)</sup>	0,7344	1,0625	1,0625
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série I <sup>3)</sup>	0,3637	–	–
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série J	1,1875	1,1875	1,1875
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série K <sup>4)</sup>	1,0000	1,0000	0,6233
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série M <sup>5)</sup>	1,0250	0,4613	–

<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.

<sup>2)</sup> Le taux fixe de dividende 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> Le 1<sup>er</sup> juin 2015, 2 975 154 des 10 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série H ont été converties, à raison de une contre une, en actions privilégiées de premier rang, série I. Le taux fixe du dividende annuel par action pour les actions privilégiées de premier rang, série H a été rétabli, passant de 1,0625 \$ à 0,6250 \$, pour la période de cinq ans du 1<sup>er</sup> juin 2015, inclusivement, au 1<sup>er</sup> juin 2020, exclusivement. Les actions privilégiées de premier rang, série I donnent le droit de recevoir un dividende cumulatif à taux variable, lequel sera rétabli tous les trimestres selon le taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à trois mois, majoré de 1,45 %.

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

<sup>5)</sup> Les actions privilégiées de premier rang à taux d'intérêt fixe rétabli de série M ont été émises en septembre 2014 et donnent droit à des dividendes cumulatifs de 1,0250 \$ par action par année pour les cinq premières années.

**2015/2014** : Les produits d'exploitation ont augmenté de 1 326 millions \$ ou 24,6 % par rapport à 2014 et le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été de 728 millions \$, ou 2,61 \$ par action ordinaire, en regard d'un bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 317 millions \$, ou 1,41 \$ par action ordinaire en 2014. Pour en savoir plus sur les raisons à l'origine de la variation des produits d'exploitation, du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et du bénéfice par action ordinaire, se reporter aux rubriques « Résultats d'exploitation consolidés » et « Sommaire des faits saillants financiers » du présent rapport de gestion.

Le total des actifs a augmenté en raison de l'effet de change favorable lié à la conversion des actifs libellés en dollars américains et des investissements continus dans l'infrastructure énergétique, faits dans le cadre des programmes d'investissement des entreprises de services publics réglementés, le tout en partie neutralisé par la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers en 2015. L'augmentation de la dette à long terme résulte surtout de l'émission de titres de créance à long terme par les entreprises de services publics de la Société, à l'appui essentiellement du financement des investissements dans l'infrastructure énergétique, et de l'effet de change de la conversion de la dette à long terme libellée en dollars américains. L'augmentation a été en partie contrebalancée par les remboursements réguliers sur la dette et les remboursements nets sur les facilités de crédit confirmées, surtout pour la Société, à l'aide du produit net de la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers.

**2014/2013** : Les produits d'exploitation ont augmenté de 1 354 millions \$, ou 33,5 %, par rapport à 2013. L'augmentation des produits d'exploitation est attribuable à l'acquisition de UNS Energy en août 2014 et à celle de Central Hudson en juin 2013. Une hausse du coût du gaz naturel facturé à la clientèle de FortisBC Energy, une hausse à la composante tarifs de base pour la plupart des entreprises de services publics réglementés et un accroissement des ventes d'électricité ont aussi contribué à l'augmentation des produits d'exploitation.

En 2014, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été de 317 millions \$, en regard d'un bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 353 millions \$ en 2013. Les résultats pour les deux exercices ont subi l'influence de divers éléments non récurrents liés en grande partie à l'acquisition de UNS Energy en 2014 et à celle de Central Hudson en 2013. Le bénéfice pour 2014 a baissé de 39 millions \$, du fait des charges liées aux acquisitions et des avantages revenant aux clients afin d'obtenir l'approbation réglementaire aux fins de l'acquisition de UNS Energy, alors que des charges liées à l'acquisition de Central Hudson de 34 millions \$ ont pesé sur le bénéfice en 2013. Des intérêts débiteurs de 51 millions \$ après impôts, y compris le paiement compensatoire, associé aux débetures convertibles émises dans le cadre du financement d'une partie de l'acquisition de UNS Energy ont été comptabilisés en 2014. De plus, le bénéfice pour 2013 a profité de l'incidence favorable d'un recouvrement d'impôts de 23 millions \$, résultat de l'adoption de déductions plus élevées en vertu de l'impôt de la partie VI.1 sur les dividendes sur actions privilégiées de la Société, d'un gain extraordinaire de 20 millions \$ relativement au règlement des questions d'expropriation touchant Exploits River Hydro Partnership et de la reprise de provisions d'impôts d'environ 7 millions \$. Un gain de change de 8 millions \$ a été comptabilisé en 2014, comparativement à un gain de change de 6 millions \$ en 2013. Le bénéfice pour 2014 comprend un montant de 5 millions \$ lié à Griffith jusqu'à la date de la vente et le bénéfice pour 2013 a été réduit d'un montant de 5 millions \$ lié à Griffith.

En excluant les incidences susmentionnées, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est élevé à 394 millions \$ pour 2014, en hausse de 58 millions \$ par rapport au bénéfice de 336 millions \$ pour 2013. La hausse est attribuable à une contribution au bénéfice de 60 millions \$ par UNS Energy à partir de la date d'acquisition et au premier exercice complet de contribution au bénéfice de Central Hudson, acquise en juin 2013. La croissance de la base tarifaire et une augmentation du nombre de clients de FortisAlberta et la hausse des ventes d'électricité des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes ont également contribué à cette hausse. L'augmentation a été annulée en partie par une baisse du bénéfice de FortisBC Electric, principalement en raison de l'incidence de la baisse plus prononcée que prévu des frais financiers en 2013 et de la hausse des charges du secteur Siège social et autres. La hausse des charges du secteur Siège social et autres s'explique surtout par l'augmentation des frais financiers, en raison principalement des acquisitions de UNS Energy et de Central Hudson, et par l'augmentation des charges d'exploitation, le tout en partie contrebalancé par une hausse du recouvrement d'impôts et des intérêts débiteurs.

Le total des actifs a augmenté du fait de l'acquisition de UNS Energy par la Société en août 2014 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 UNS Energy, y compris la dette prise en charge par suite de l'acquisition, et le financement des investissements dans l'infrastructure énergétique.

Le résultat de base par action ordinaire a été de 1,41 \$ en 2014 comparativement à 1,74 \$ en 2013. En excluant les éléments non récurrents susmentionnés en 2014 et 2013, le résultat de base par action ordinaire a été de 1,75 \$ en 2014, en hausse de 0,09 \$ par rapport à 1,66 \$ en 2013. La hausse découle de la désactualisation liée à l'acquisition de UNS Energy.

## RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

Les tableaux qui suivent présentent les informations financières non auditées pour les quatrièmes trimestres clos les 31 décembre 2015 et 2014.

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

Quatrièmes trimestres clos les 31 décembre (non audité)	2015	2014	Écart
<b>Entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz aux États-Unis</b>			
UNS Energy – ventes d'électricité (GWh)	3 562	3 583	(21)
UNS Energy – volumes de gaz (PJ)	4	4	–
Central Hudson – ventes d'électricité (GWh)	1 160	1 176	(16)
Central Hudson – volumes de gaz (PJ)	5	5	–
<b>Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada</b>			
FortisBC Energy (PJ)	62	59	3
<b>Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada</b>			
FortisAlberta (GWh)	4 188	4 446	(258)
FortisBC Electric (GWh)	836	846	(10)
Est du Canada (GWh)	2 189	2 203	(14)
<b>Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes (GWh)</b>	<b>201</b>	187	14
<b>Activités non réglementées – Fortis Generation (GWh)</b>	<b>122</b>	109	13

### Volumes de gaz

La hausse des volumes de gaz de FortisBC Energy est principalement attribuable à la hausse des volumes de gaz destinés au secteur des transports en raison de la conversion au gaz naturel de certains clients plutôt qu'à d'autres sources de combustibles.

### Ventes d'électricité et d'énergie

La diminution des livraisons d'énergie de FortisAlberta s'explique surtout par la baisse de la consommation moyenne des clients des secteurs pétrolier et gazier du fait de la baisse des prix d'achat du pétrole et du gaz. Dans la plupart des autres entreprises de services publics réglementés d'électricité, la diminution a été surtout entraînée par la baisse de la consommation moyenne due aux températures plus chaudes enregistrées, ce qui a eu pour effet de diminuer les besoins en chauffage. Aux entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes, les températures plus chaudes enregistrées ont plutôt fait grimper les ventes d'électricité en raison de l'augmentation de la charge sollicitée pour les appareils de conditionnement de l'air. L'ensemble de la diminution a été en partie compensée par la hausse des ventes d'énergie à tarifs non réglementés entraînée par Expansion Waneta.

### 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		
	2015	2014	Écart	2015	2014	Écart
<b>Entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz aux États-Unis</b>						
UNS Energy	482	435	47	26	23	3
Central Hudson	202	186	16	15	4	11
	684	621	63	41	27	14
<b>Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada</b>						
FortisBC Energy	411	432	(21)	65	49	16
<b>Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada</b>						
FortisAlberta	140	132	8	29	25	4
FortisBC Electric	99	90	9	8	12	(4)
Entreprises de services publics d'électricité dans l'est du Canada	273	266	7	15	14	1
	512	488	24	52	51	1
<b>Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes</b>	<b>82</b>	84	(2)	<b>9</b>	6	3
<b>Activités non réglementées – Fortis Generation</b>	<b>30</b>	8	22	<b>11</b>	4	7
<b>Activités non réglementées – autres que de services publics</b>	<b>6</b>	62	(56)	<b>1</b>	7	(6)
<b>Secteur Siège social et autres</b>	<b>2</b>	7	(5)	<b>(44)</b>	(31)	(13)
<b>Éliminations intersectorielles</b>	<b>(19)</b>	(9)	(10)	–	–	–
<b>Total</b>	<b>1 708</b>	1 693	15	<b>135</b>	113	22
<b>Résultat de base par action ordinaire (\$)</b>				<b>0,48</b>	0,44	0,04

## Produits d'exploitation

L'augmentation des produits d'exploitation est principalement attribuable à un effet de change favorable lié à la conversion de produits libellés en dollars américains, à l'apport d'Expansion Waneta et à la hausse des tarifs d'électricité de base des entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada. L'augmentation a été en partie neutralisée par le transfert dans les tarifs facturés aux clients de FortisBC Energy, Central Hudson et des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes de la baisse des coûts de l'approvisionnement énergétique, et par la diminution des produits tirés des activités autres que de services publics en raison de la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers.

## Bénéfice

L'augmentation du bénéfice est principalement attribuable : i) à l'effet de change favorable; ii) à une hausse des tarifs d'électricité de base de Central Hudson à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2015, ainsi qu'à l'incidence des coûts de remise en état liés aux tempêtes et d'autres charges non récurrentes comptabilisés au quatrième trimestre de 2014; iii) à la contribution au bénéfice d'environ 6 millions \$ d'Expansion Waneta; iv) à la croissance de la base tarifaire associée aux dépenses en immobilisations et à l'augmentation du nombre de clients de FortisAlberta; et v) à la hausse de la PFUPC de FortisBC Energy, contrebalancée en partie par l'augmentation des charges d'exploitation. Le calendrier des mécanismes de report réglementaires a eu une incidence favorable sur le bénéfice de FortisBC Energy pour le trimestre et une incidence défavorable sur FortisBC Electric. L'augmentation du bénéfice a été en partie neutralisée par la baisse de la contribution au bénéfice de la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers et par l'augmentation des charges du secteur Siège social et autres. Les charges du secteur Siège social et autres comprennent des charges liées aux acquisitions de 7 millions \$ engagés au cours du quatrième trimestre de 2015, et au cours du quatrième trimestre de 2014, elles comprenaient des intérêts débiteurs de 4 millions \$ liés aux débetures convertibles et un gain de change de 3 millions \$. Compte non tenu de ces éléments, l'augmentation des charges du secteur Siège social et autres est essentiellement attribuable à la diminution du recouvrement d'impôts et à la diminution des intérêts débiteurs provenant des parties liées.

## Sommaire des flux de trésorerie consolidés

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

(en millions \$)

	2015	2014	Écart
<b>Trésorerie au début de la période</b>	<b>347</b>	458	(111)
<b>Flux de trésorerie liés à ce qui suit :</b>			
Activités d'exploitation	<b>397</b>	334	63
Activités d'investissement	<b>(234)</b>	(829)	595
Activités de financement	<b>(280)</b>	257	(537)
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	<b>12</b>	10	2
<b>Trésorerie à la fin de la période</b>	<b>242</b>	230	12

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont augmenté de 63 millions \$ par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse découle surtout de l'augmentation des bénéfices en trésorerie des entreprises de services publics réglementés de la Société.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont diminué de 595 millions \$ par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution est surtout attribuable à la baisse des dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementés, en grande partie imputable à l'achat par UNS Energy de l'unité 3 de la centrale de la rivière Gila en décembre 2014 au prix d'environ 252 millions \$ (219 millions \$ US) et au produit de la vente des actifs hôteliers en octobre 2015 de 365 millions \$.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont diminué de 537 millions \$ par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution est attribuable surtout au remboursement des emprunts faits sur les facilités de crédit au quatrième trimestre de 2015 à l'aide du produit de la vente des actifs hôteliers. De plus, la baisse du produit des émissions de titres de créance à long terme et la diminution des emprunts sur les facilités de crédit ont été en partie contrebalancées par la diminution des remboursements sur la dette à long terme. Au cours du quatrième trimestre de 2014, le produit du deuxième versement pour les débetures convertibles a été reçu, lequel a servi à rembourser les facilités de crédit liées aux acquisitions, utilisées initialement pour financer une partie de l'acquisition de UNS Energy.

## SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Le tableau ci-après présente les informations trimestrielles non auditées pour chacun des huit trimestres clos à partir du 31 mars 2014 jusqu'au 31 décembre 2015. Cette information trimestrielle 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)

Trimestres clos les	Produits d'exploitation (en millions \$)	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions \$)		Résultat par action ordinaire	
				De base (\$)	Dilué (\$)
31 décembre 2015	1 708	135	0,48	0,48	0,48
30 septembre 2015	1 566	151	0,54	0,54	0,54
30 juin 2015	1 538	244	0,88	0,88	0,87
31 mars 2015	1 915	198	0,72	0,72	0,71
31 décembre 2014	1 693	113	0,44	0,44	0,43
30 septembre 2014	1 197	14	0,06	0,06	0,06
30 juin 2014	1 056	47	0,22	0,22	0,22
31 mars 2014	1 455	143	0,67	0,67	0,66

Le sommaire des huit derniers trimestres reflète la croissance interne continue de la Société, la croissance découlant des acquisitions et les charges liées à ces acquisitions et l'incidence des opérations de vente, ainsi que le caractère saisonnier de ses activités. Les résultats des périodes intermédiaires varient en raison de la nature saisonnière de la demande d'électricité et de gaz naturel dans différentes régions, 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. FortisBC Energy génère la majeure partie de son bénéfice annuel au cours des premier et quatrième trimestres. Les résultats des services publics d'électricité de UNS Energy sont généralement plus élevés aux deuxième et troisième trimestres en raison de l'utilisation d'appareils de conditionnement de l'air et d'autres appareils de climatisation.

**Décembre 2015/décembre 2014** : Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 135 millions \$, ou 0,48 \$ par action ordinaire, pour le quatrième trimestre de 2015, comparativement à un bénéfice de 113 millions \$, ou 0,44 \$ par action ordinaire, pour le quatrième trimestre de 2014. Une analyse des écarts entre les résultats financiers du quatrième trimestre de 2015 et du quatrième trimestre de 2014 est présentée à la rubrique « Résultats du quatrième trimestre » du présent rapport de gestion.

**Septembre 2015/septembre 2014** : Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été de 151 millions \$, ou 0,54 \$ par action ordinaire, pour le troisième trimestre de 2015, contre un bénéfice de 14 millions \$, ou 0,06 \$ par action ordinaire, pour le troisième trimestre de 2014. Le bénéfice pour le troisième trimestre de 2015 a été renforcé par l'effet favorable d'un gain de 5 millions \$ à la vente d'actifs de production non réglementés en Ontario et d'un ajustement positif de 5 millions \$ lié à la vente des actifs hôteliers, et a été atténué par la perte de 9 millions \$ attribuable au règlement des questions d'expropriation relatives à l'investissement de la Société dans Belize Electricity. Le bénéfice pour le troisième trimestre de 2014 a baissé d'un montant total de 58 millions \$ du fait des charges liées à l'acquisition de UNS Energy. Compte non tenu de ces éléments, l'augmentation du bénéfice est attribuable à la contribution de 97 millions \$ de UNS Energy, contre 37 millions \$ pour le troisième trimestre de 2014. La contribution de 5 millions \$ au bénéfice provenant de l'Expansion Waneta explique également l'augmentation. Le rendement est également attribuable aux autres entreprises de services publics réglementés, y compris la croissance de la base tarifaire associée aux dépenses en immobilisations et la croissance de la clientèle pour FortisAlberta; l'amélioration du rendement de Central Hudson; et à un effet de change favorable lié à la conversion des bénéfices libellés en dollars américains. Le bénéfice de FortisBC Energy et celui de FortisBC Electric ont été touchés par le calendrier des mécanismes de report réglementaires; par contre, le bénéfice de FortisBC Energy a été touché positivement par la baisse des charges d'exploitation et une hausse de la PFUPC. L'augmentation a été en partie annulée par une augmentation des dividendes sur actions privilégiées et des frais financiers du secteur Siège social et autres, liés surtout à l'acquisition de UNS Energy.

**Juin 2015/juin 2014** : Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été de 244 millions \$, ou 0,88 \$ par action ordinaire, pour le deuxième trimestre de 2015, en regard d'un bénéfice net de 47 millions \$, ou 0,22 \$ par action ordinaire, pour le deuxième trimestre de 2014. L'augmentation est principalement attribuable à un gain net de 123 millions \$ à la vente d'actifs de production non réglementée, d'actifs d'immeubles commerciaux et d'actifs hôteliers. L'augmentation a aussi découlé de la contribution de 52 millions \$ au bénéfice de UNS Energy et de 12 millions \$ de l'Expansion Waneta, qui représente la participation conférant le contrôle de 51 % de la Société. Le rendement est également attribuable aux entreprises de services publics réglementés de la Société, y compris la croissance de la base tarifaire associée aux dépenses en immobilisations, la croissance de la clientèle et une diminution de la dotation aux amortissements pour FortisAlberta; à des hausses pour FortisBC Electric, créées surtout par un décalage du calendrier des résultats trimestriels par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent, qui résulte de l'incidence des mécanismes de report réglementaires; et à un meilleur rendement obtenu par Central Hudson. La hausse a été en partie atténuée par une diminution de 5 millions \$ du bénéfice de FortisBC Energy en raison surtout du calendrier de report réglementaire des montants de transfert et de la hausse des dividendes sur actions privilégiées et des frais financiers dans le secteur Siège social et autres, liée à l'acquisition de UNS Energy.

**Mars 2015/mars 2014** : Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 198 millions \$, ou 0,72 \$ par action ordinaire, pour le premier trimestre de 2015 comparativement à un bénéfice de 143 millions \$, ou 0,67 \$ par action ordinaire pour le premier trimestre de 2014. Cette augmentation du bénéfice découle des entreprises de services publics réglementés de la Société. UNS Energy a contribué pour 20 millions \$ au bénéfice pour le premier trimestre de 2015. Le bénéfice de FortisAlberta a été renforcé par l'effet favorable de la hausse des produits de suivi du capital, y compris un montant d'environ 10 millions \$ relativement aux exercices 2013 et 2014, et de la croissance de la clientèle. Le bénéfice de FortisBC Energy et celui de FortisBC Electric ont atteint respectivement 9 millions \$ et 5 millions \$, en hausse par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, surtout en raison du calendrier différent des résultats trimestriels par rapport aux périodes de l'exercice précédent, du fait de l'incidence des mécanismes de report réglementaires. Central Hudson et les entreprises de services publics d'électricité réglementés dans l'est du Canada ont également affiché de meilleurs rendements. La hausse du bénéfice des entreprises de services publics réglementés a été en partie atténuée par la baisse du bénéfice des filiales non réglementées de la Société, attribuable surtout à la diminution de la production au Belize par suite d'une baisse des précipitations, des coûts engagés par Fortis Properties pour l'examen stratégique, et une contribution de Griffith au bénéfice d'environ 5 millions \$ au premier trimestre de 2014 jusqu'à la date de la vente. Les charges du secteur Siège social et autres ont diminué par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison des intérêts débiteurs d'environ 11 millions \$ après impôts associés aux débetures convertibles émises au cours du premier trimestre de 2014 et d'une hausse du gain de change, le tout en partie contrebalancé par l'augmentation des dividendes sur actions privilégiées et des frais financiers, combinée à l'acquisition de UNS Energy.

### 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 et chef de la direction et le vice-président directeur, 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 et chef de la direction et le vice-président directeur, 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 de la Société au 31 décembre 2015 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 directeur, directeur des finances de Fortis, de concert avec la direction, sont aussi responsables de l'établissement et du maintien des contrôles internes à l'égard de l'information financière (« CIIF ») au sein de la Société afin de fournir 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 et chef de la direction et le vice-président directeur, directeur des finances de Fortis, de concert avec la direction, ont évalué la conception et l'efficacité opérationnelle des CIIF au 31 décembre 2015 et, d'après cette évaluation, ils ont conclu que ces contrôles étaient efficaces et fournissaient cette assurance raisonnable. Au cours du quatrième trimestre de 2015, il n'y a eu aucun changement dans les CIIF de la Société qui ait eu, ou pourrait raisonnablement avoir, une incidence importante sur ces contrôles.

### ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

Le 9 février 2016, Fortis et ITC ont conclu un accord de fusion en vertu duquel Fortis acquerra ITC dans le cadre d'une transaction évaluée à environ 11,3 milliards \$ US, compte tenu du cours de clôture de l'action ordinaire de Fortis et du taux de change au 8 février 2016. La transaction prévoit que les actionnaires d'ITC recevront 22,57 \$ US en espèces et 0,7520 action ordinaire de Fortis contre chaque action ordinaire d'ITC, pour une contrepartie totale d'environ 6,9 milliards \$ US et Fortis prendra en charge environ 4,4 milliards \$ US de la dette consolidée d'ITC.

ITC est la première infrastructure de transport indépendante des États-Unis. ITC possède et exploite des infrastructures de transport à haute tension au Michigan, en Iowa, au Minnesota, en Illinois, au Missouri, au Kansas et en Oklahoma. Elle répond à une demande de pointe combinée de plus de 26 000 MW sur plus de 15 600 milles de lignes de transport. Elle fournit également des services publics en plus d'être propriétaire indépendante de services de transport au Wisconsin. Les tarifs d'ITC sont réglementés par la FERC, un organisme de réglementation des services publics connu pour ses politiques parmi les plus souples en Amérique du Nord quant aux taux de rendement et aux ratios de capitaux propres. Les taux sont fixés au moyen de mécanismes prospectifs et ajustés chaque année, une approche qui permet de recouvrir les coûts en temps opportun et qui atténue le décalage attribuable à la réglementation.

En plus de répondre aux diverses conditions habituelles, l'acquisition doit recevoir l'approbation, des actionnaires d'ITC et de Fortis, l'approbation de l'État et des autorités réglementaires et fédérales, notamment la FERC, le Comité pour l'investissement étranger aux États-Unis et la Federal Trade Commission/le ministère de la Justice des États-Unis, conformément à la *Hart-Scott-Rodino Antitrust Improvement Act*. La clôture de l'acquisition devrait avoir lieu à la fin de 2016.



## Rapport de gestion

---

L'acquisition prochaine s'intègre au modèle d'affaires et à la stratégie d'acquisition de la Société, et devrait donner lieu à une hausse du bénéfice d'environ 5 % par action ordinaire dès la première année suivant la clôture, à l'exception des dépenses ponctuelles liées à l'acquisition et en se basant sur des taux de change constants. L'acquisition représente une occasion unique pour Fortis de diversifier grandement ses activités sur les plans des territoires de compétence, du profil de risque et de la répartition par régions économiques. Selon un modèle pro forma, la base tarifaire de mi-exercice de 2016 prévue pour Fortis devrait augmenter d'environ 8 milliards \$ pour atteindre environ 26 milliards \$ après l'acquisition.

Le financement de l'acquisition a été structuré de manière à permettre à Fortis de conserver des notations financières de première qualité. Il s'inscrit également dans la structure de capital existante de la Société. La portion en espèces de l'acquisition sera financée principalement par l'émission de titres de créance de Fortis à hauteur d'environ 2 milliards \$ US et par la vente d'au plus 19,9 % d'ITC à un ou plusieurs investisseurs minoritaires axés sur les infrastructures. De plus, Fortis a obtenu un engagement de crédit-relais de 2,0 milliards \$ US de Goldman Sachs Bank USA pour soutenir la dette à long terme et un engagement de crédit relais de 1,7 milliard \$ US de la Banque de Nouvelle-Écosse pour soutenir essentiellement la vente de la participation minoritaire dans ITC. Ces facilités de crédit à terme non renouvelables sont remboursables intégralement au premier anniversaire de leur décaissement et Fortis prévoit que ces facilités de crédit-relais seront syndiquées, même si leur syndication n'est pas obligatoire.

À la clôture de l'acquisition, ITC deviendra une filiale de Fortis et environ 27 % des actions ordinaires de Fortis seront entre les mains d'actionnaires d'ITC. Dans le cadre de l'acquisition, Fortis s'inscrira auprès de SEC et présentera une demande d'admission à la Bourse de New York. Ses actions seront toujours cotées à la Bourse de Toronto.

### PERSPECTIVES

Fortis vise à conclure l'acquisition d'ITC d'ici la fin de 2016. L'acquisition d'ITC s'intègre au modèle d'affaires et à la stratégie d'acquisition de la Société. Elle devrait donner lieu à une hausse du bénéfice d'environ 5 % par action ordinaire dès la première année suivant la clôture, compte non tenu des charges non récurrentes liées à l'acquisition et en supposant un contexte de taux de change stable. L'acquisition représente une occasion unique pour Fortis de diversifier grandement ses activités sur les plans des territoires de compétences, du profil de risque et de la répartition par régions économiques.

La quasi-totalité des actifs de Fortis se composent de services publics réglementés et d'infrastructures énergétiques visées par des contrats à long terme, comportant un risque faible. Pas plus du tiers de l'actif total n'est situé dans un seul et même territoire réglementé. Au cours de la période de cinq exercices allant jusqu'en 2020, compte non tenu de l'acquisition d'ITC, le programme d'investissement hautement exécutable de la Société devrait atteindre environ 9 milliards \$. L'investissement dans des infrastructures énergétiques devrait faire augmenter la base tarifaire, qui avoisinera 21 milliards \$ en 2020, et générer un taux de croissance annuel composé de la base tarifaire sur cinq ans d'environ 5 %.

Sur une base pro forma, la base tarifaire de mi-exercice de 2016 de Fortis devrait augmenter d'environ 8 milliards \$, pour atteindre approximativement 26 milliards \$ après l'acquisition d'ITC. À la suite de l'acquisition, Fortis se classera parmi les 15 principaux fournisseurs de services publics d'Amérique du Nord sur le plan de la valeur d'entreprise, avec une valeur estimée à 42 milliards \$. De plus, selon le programme de planification des dépenses en immobilisations d'ITC, la base tarifaire de mi-exercice d'ITC, compte tenu des travaux de construction en cours, devrait croître à un taux annuel moyen composé d'environ 7,5 % d'ici 2018.

Fortis vise toujours une croissance annuelle moyenne de son dividende de 6 % d'ici 2020. Cette prévision pour le dividende tient compte de plusieurs facteurs, y compris la prévision de décisions raisonnables pour les instances réglementaires visant ses entreprises de services publics de la Société, la réalisation de son programme d'investissement sur cinq ans, et la confiance continue de la direction quant à la solidité du portefeuille diversifié d'actifs de la Société et de ses résultats sur le plan de l'excellence opérationnelle. L'acquisition prochaine d'ITC est un élément de plus confirmant cette prévision pour le dividende.

Fortis croit que les acquisitions stratégiques et les investissements dans ses activités actuelles de services publics produiront une croissance à long terme soutenue de la base tarifaire, des actifs et des bénéfices. La Société s'est aussi engagée à trouver et à saisir des occasions d'ajouts à la base tarifaire et de hausse des bénéfices par des investissements additionnels dans ses zones de service actuelles et dans d'autres zones de concession.

### DONNÉES SUR LES ACTIONS EN CIRCULATION

Au 16 février 2016, la Société avait émis et en circulation environ 281,9 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; 7,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série H; 3,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série I; 8,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série J; 10,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série K; et 24,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série M. 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 ou non, consécutifs ou non.

Le nombre d'actions ordinaires de Fortis qui seraient émises si la totalité des options sur actions et des actions privilégiées de premier rang de série E avaient été converties au 16 février 2016 est le suivant :

#### Conversion de titres en actions ordinaires

Au 16 février 2016 (*non audité*)

Titre	Nombre d'actions ordinaires (en millions)
Options sur actions	4,9
Actions privilégiées de premier rang, série E	5,8
<b>Total</b>	<b>10,7</b>

Des renseignements additionnels, y compris la notice annuelle, la circulaire d'information et les états financiers consolidés audités de Fortis pour 2015, 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).

# États financiers

## Table des matières

Rapport de la direction .....	82	NOTE 16	Obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières.....	115	
Rapport des auditeurs indépendants.....	82	NOTE 17	Autres passifs.....	117	
Bilans consolidés.....	83	NOTE 18	Actions ordinaires .....	117	
États des résultats consolidés .....	84	NOTE 19	Résultat par action ordinaire .....	118	
États du résultat étendu consolidés.....	84	NOTE 20	Actions privilégiées .....	119	
États des flux de trésorerie consolidés.....	85	NOTE 21	Cumul des autres éléments du résultat étendu .....	120	
États de l'évolution des capitaux propres consolidés.....	86	NOTE 22	Participations ne donnant pas le contrôle.....	121	
<b>Notes afférentes aux états financiers consolidés</b>					
NOTE 1	Description des activités.....	87	NOTE 23	Régimes de rémunération à base d'actions .....	121
NOTE 2	Nature de la réglementation .....	89	NOTE 24	Autres revenus (charges), montant net.....	124
NOTE 3	Sommaire des principales méthodes comptables.....	92	NOTE 25	Frais financiers .....	125
NOTE 4	Prises de position comptables futures.....	102	NOTE 26	Impôts sur les bénéfices .....	125
NOTE 5	Information sectorielle .....	103	NOTE 27	Avantages sociaux futurs .....	127
NOTE 6	Débiteurs et autres actifs à court terme .....	104	NOTE 28	Cessions et activités abandonnées.....	131
NOTE 7	Stocks.....	105	NOTE 29	Acquisitions d'entreprises.....	132
NOTE 8	Actifs et passifs réglementaires .....	105	NOTE 30	Informations supplémentaires sur les états des flux de trésorerie consolidés .....	133
NOTE 9	Autres actifs.....	109	NOTE 31	Évaluations à la juste valeur et instruments financiers.....	134
NOTE 10	Immobilisations de services publics.....	110	NOTE 32	Gestion des risques financiers .....	136
NOTE 11	Immobilisations autres que de services publics .....	111	NOTE 33	Engagements .....	139
NOTE 12	Actifs incorporels .....	111	NOTE 34	Éventualités.....	142
NOTE 13	Écart d'acquisition.....	112	NOTE 35	Événements postérieurs à la date du bilan .....	144
NOTE 14	Créditeurs et autres passifs à court terme .....	112	NOTE 36	Chiffres correspondants .....	145
NOTE 15	Dette à long terme .....	113			

## RAPPORT DE LA DIRECTION

Les états financiers consolidés annuels ci-joints de Fortis Inc. 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.

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 2015 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 2015 et son rapport suit.



**Barry V. Perry**

Président et chef de la direction, Fortis Inc.

St. John's, Canada



**Karl W. Smith**

Vice-président directeur, 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 2015 et 2014 et les états consolidés des résultats, du résultat étendu, des flux de trésorerie et de l'évolution des capitaux propres 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 2015 et 2014, 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 17 février 2016



Comptables professionnels agréés

## BILANS CONSOLIDÉS

### FORTIS INC.

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)

ACTIF	2015	2014
<b>Actifs à court terme</b>		(note 36)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	242 \$	230 \$
Débiteurs et autres actifs à court terme (note 6)	964	900
Charges payées d'avance	68	59
Stocks (note 7)	337	321
Actifs réglementaires (note 8)	246	277
	1 857	1 787
<b>Autres actifs (note 9)</b>	352	272
<b>Actifs réglementaires (note 8)</b>	2 286	2 138
<b>Immobilisations de services publics (note 10)</b>	19 595	17 179
<b>Immobilisations autres que de services publics (note 11)</b>	–	664
<b>Actifs incorporels (note 12)</b>	541	461
<b>Écart d'acquisition (note 13)</b>	4 173	3 732
	28 804 \$	26 233 \$
<b>PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>		
<b>Passifs à court terme</b>		
Emprunts à court terme (note 32)	511 \$	330 \$
Créditeurs et autres passifs à court terme (note 14)	1 419	1 440
Passifs réglementaires (note 8)	298	173
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 15)	384	525
Tranche à court terme des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières (note 16)	26	208
	2 638	2 676
<b>Autres passifs (note 17)</b>	1 152	1 141
<b>Passifs réglementaires (note 8)</b>	1 340	1 272
<b>Impôts reportés (note 26)</b>	2 050	1 626
<b>Dette à long terme (note 15)</b>	10 784	9 911
<b>Obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières (note 16)</b>	487	495
	18 451	17 121
<b>Capitaux propres</b>		
Actions ordinaires <sup>1)</sup> (note 18)	5 867	5 667
Actions privilégiées (note 20)	1 820	1 820
Surplus d'apport	14	15
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 21)	791	129
Bénéfices non répartis	1 388	1 060
	9 880	8 691
Participations ne donnant pas le contrôle (note 22)	473	421
	10 353	9 112
	28 804 \$	26 233 \$

<sup>1)</sup> Sans valeur nominale : nombre illimité d'actions autorisées; 281,6 millions et 276,0 millions d'actions émises et en circulation respectivement aux 31 décembre 2015 et 2014.

Engagements (note 33)  
Passifs éventuels (note 34)

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>	2015	2014
<b>Produits d'exploitation</b>	<b>6 727 \$</b>	5 401 \$
<b>Charges</b>		
Coûts de l'approvisionnement énergétique	2 561	2 197
Charges d'exploitation	1 864	1 493
Amortissements	873	688
	<b>5 298</b>	4 378
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>1 429</b>	1 023
Autres revenus (charges), montant net (note 24)	187	(25)
Frais financiers (note 25)	553	547
<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices et activités abandonnées</b>	<b>1 063</b>	451
Charge d'impôts sur les bénéfices (note 26)	223	66
<b>Bénéfice tiré des activités poursuivies</b>	<b>840</b>	385
Bénéfice tiré des activités abandonnées, après impôts (note 28)	–	5
<b>Bénéfice net</b>	<b>840 \$</b>	390 \$
<b>Bénéfice net attribuable aux :</b>		
Participations ne donnant pas le contrôle	35 \$	11 \$
Actionnaires privilégiés	77	62
Actionnaires ordinaires	728	317
	<b>840 \$</b>	390 \$
<b>Résultat par action ordinaire tiré des activités poursuivies (note 19)</b>		
De base	2,61 \$	1,39 \$
Dilué	2,59 \$	1,38 \$
<b>Résultat par action ordinaire (note 19)</b>		
De base	2,61 \$	1,41 \$
Dilué	2,59 \$	1,40 \$

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>	2015	2014
<b>Bénéfice net</b>	<b>840 \$</b>	390 \$
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>		
Gains latents de change, déduction faite des activités de couverture et après impôts (note 21)	660	204
Reclassement à l'état des résultats d'une perte de change à la cession d'un investissement dans des établissements à l'étranger, après impôts (note 21)	2	–
Variation nette de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie, après impôts (notes 21 et 31)	1	1
Reclassement dans les bénéfices de pertes nettes sur instruments dérivés abandonnés à titre de couvertures de flux de trésorerie, après impôts (note 21)	–	1
Perte latente sur les placements disponibles à la vente, après impôts (notes 9, 21 et 31)	(2)	–
Gains latents (pertes latentes) au titre des avantages sociaux futurs, après impôts (notes 21 et 27)	1	(5)
	<b>662</b>	201
<b>Résultat étendu</b>	<b>1 502 \$</b>	591 \$
<b>Résultat étendu attribuable aux :</b>		
Participations ne donnant pas le contrôle	35 \$	11 \$
Actionnaires privilégiés	77	62
Actionnaires ordinaires	1 390	518
	<b>1 502 \$</b>	591 \$

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)

	2015	2014
<b>Activités d'exploitation</b>		
Bénéfice net	840 \$	390 \$
Ajustements afin de rapprocher le bénéfice net et les rentrées de fonds nettes liées aux activités d'exploitation :		
Amortissement – immobilisations	785	597
Amortissement – actifs incorporels	64	60
Amortissement – divers	24	31
Charge d'impôts reportés (note 26)	164	23
Avantages sociaux futurs courus à payer	(19)	25
Composante capitaux propres de la provision pour fonds utilisés pendant la construction (note 24)	(23)	(11)
Gain à la vente d'immobilisations autres que de services publics (note 24)	(131)	–
Gain à la vente d'actifs de production non réglementés (note 24)	(62)	–
Autres	79	71
Variation des actifs et des passifs réglementaires à long terme	(89)	(80)
Variation du fonds de roulement lié à l'exploitation hors trésorerie (note 30)	41	(124)
	<b>1 673</b>	<b>982</b>
<b>Activités d'investissement</b>		
Variation des autres actifs et des autres passifs	(36)	(4)
Dépenses en immobilisations – immobilisations de services publics	(2 122)	(1 617)
Dépenses en immobilisations – immobilisations autres que de services publics	(9)	(39)
Dépenses en immobilisations – actifs incorporels	(112)	(69)
Apports sous forme d'aide à la construction	59	69
Acquisitions d'actifs détenus en vue de la vente (notes 6 et 16)	(32)	–
Produit tiré de la cession d'actifs (notes 16 et 28)	922	109
Acquisitions d'entreprises, déduction faite de l'encaisse acquise (notes 9 et 29)	(38)	(2 648)
	<b>(1 368)</b>	<b>(4 199)</b>
<b>Activités de financement</b>		
Variation des emprunts à court terme	148	167
Produit tiré des débentures convertibles, déduction faite des frais d'émission (note 18)	–	1 725
Produit tiré de la dette à long terme, déduction faite des frais d'émission (note 15)	1 002	1 193
Remboursement de la dette à long terme, des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières	(602)	(743)
(Remboursements nets) emprunts nets sur les facilités de crédit confirmées	(622)	610
Avances provenant des participations ne donnant pas le contrôle	20	38
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais et des dividendes réinvestis (note 18)	40	51
Émission d'actions privilégiées, déduction faite des frais (note 20)	–	586
Dividendes		
Actions ordinaires, déduction faite des dividendes réinvestis	(232)	(194)
Actions privilégiées	(77)	(62)
Versement de dividendes de filiales aux participations ne donnant pas le contrôle	(23)	(10)
	<b>(346)</b>	<b>3 361</b>
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	53	14
<b>Variation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>12</b>	<b>158</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice</b>	<b>230</b>	<b>72</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice</b>	<b>242 \$</b>	<b>230 \$</b>

Informations supplémentaires sur les états des flux de trésorerie consolidés (note 30)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

## ÉTATS DE L'ÉVOLUTION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

### FORTIS INC.

			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 2015 et 2014 (en millions de dollars canadiens)</i>	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport				
	(note 18)	(note 20)		(note 21)		(note 22)	
<b>Au 1<sup>er</sup> janvier 2015</b>	<b>5 667 \$</b>	<b>1 820 \$</b>	<b>15 \$</b>	<b>129 \$</b>	<b>1 060 \$</b>	<b>421 \$</b>	<b>9 112 \$</b>
Bénéfice net	–	–	–	–	805	35	840
Autres éléments du résultat étendu	–	–	–	662	–	–	662
Émission d'actions ordinaires	200	–	(4)	–	–	–	196
Rémunération à base d'actions	–	–	3	–	–	–	3
Avances provenant des participations ne donnant pas le contrôle	–	–	–	–	–	20	20
Incidence de la conversion des devises	–	–	–	–	–	20	20
Versement de dividendes de filiales aux participations ne donnant pas le contrôle	–	–	–	–	–	(23)	(23)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires (1,43 \$ par action)	–	–	–	–	(400)	–	(400)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	–	–	–	–	(77)	–	(77)
<b>Au 31 décembre 2015</b>	<b>5 867 \$</b>	<b>1 820 \$</b>	<b>14 \$</b>	<b>791 \$</b>	<b>1 388 \$</b>	<b>473 \$</b>	<b>10 353 \$</b>
<b>Au 1<sup>er</sup> janvier 2014</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>
Bénéfice net	–	–	–	–	379	11	390
Autres éléments du résultat étendu	–	–	–	201	–	–	201
Émission d'actions privilégiées	–	591	–	–	–	–	591
Émission d'actions ordinaires	1 884	–	(5)	–	–	–	1 879
Rémunération à base d'actions	–	–	3	–	–	–	3
Avances provenant des participations ne donnant pas le contrôle	–	–	–	–	–	38	38
Incidence de la conversion des devises	–	–	–	–	–	7	7
Versement de dividendes de filiales aux participations ne donnant pas le contrôle	–	–	–	–	–	(10)	(10)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires (1,30 \$ par action)	–	–	–	–	(301)	–	(301)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	–	–	–	–	(62)	–	(62)
<b>Au 31 décembre 2014</b>	<b>5 667 \$</b>	<b>1 820 \$</b>	<b>15 \$</b>	<b>129 \$</b>	<b>1 060 \$</b>	<b>421 \$</b>	<b>9 112 \$</b>

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.



# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

## 1. DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

### Nature des activités

Fortis Inc. (« Fortis » ou la « Société ») est essentiellement une société de portefeuille internationale de services publics d'électricité et de gaz naturel. 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. En outre, Fortis détient des placements dans des actifs de production non réglementés, secteur d'activité traité 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 avec grande 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 entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz se présente comme suit.

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

- a. *UNS Energy* : Englobe principalement Tucson Electric Power Company (« TEP »), UNS Electric, Inc. (« UNS Electric ») et UNS Gas, Inc. (« UNS Gas ») (collectivement, les « entreprises de services publics UNS »), acquises par Fortis en août 2014 (note 29).

TEP, la plus importante filiale d'exploitation de UNS Energy, est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée verticalement. TEP produit et transporte de l'électricité et en distribue à des clients de détail dans le sud-est de l'Arizona, y compris dans la grande région métropolitaine de Tucson, dans le comté de Pima, de même que dans certaines zones du comté de Cochise. TEP vend également de l'électricité à d'autres entités situées dans l'ouest des États-Unis.

UNS Electric est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée verticalement qui produit et transporte de l'électricité et en distribue à des clients de détail dans les comtés de Mohave et de Santa Cruz, en Arizona.

À l'heure actuelle, TEP et UNS Electric possèdent des ressources de production ayant une capacité globale de 2 799 mégawatts (« MW »), y compris 54 MW de capacité de production d'énergie solaire. Plusieurs des actifs de production dans lesquels TEP et UNS Electric détiennent une participation sont détenus en propriété conjointe. Au 31 décembre 2015, environ 43 % de la capacité de production étaient alimentés au charbon.

UNS Gas est une entreprise de services publics réglementés de distribution de gaz qui sert des clients de détail dans les comtés de Mohave, de Yavapai, de Coconino, de Navajo et de Santa Cruz, en Arizona.

- b. *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. La société détient une capacité de production hydroélectrique et alimentée au gaz totalisant 64 MW.

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

*FortisBC Energy* : comprend principalement FortisBC Energy Inc. (« FortisBC Energy » ou « FEI ») et, avant le 31 décembre 2014, FortisBC Energy (Vancouver Island) Inc. (« FEVI ») et FortisBC Energy (Whistler) Inc. (« FEWI »). Le 31 décembre 2014, FEI, FEVI et FEWI ont fusionné et FEI est la société issue de la fusion (note 2). FEI est la plus importante société de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique et sert plus de 135 communautés. Les principales zones de service de FEI sont les régions de la vallée du bas Fraser, de l'île de Vancouver et de Whistler de la Colombie-Britannique. FEI fournit des services de transport et de distribution à sa clientèle, et achète du gaz naturel pour revendre à une clientèle surtout résidentielle, commerciale et industrielle. 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.

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

- a. *FortisAlberta* : FortisAlberta Inc. (« 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 225 MW. La part du secteur 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 Expansion Waneta de 335 MW (l'« Expansion Waneta »), propriété de Fortis et de Columbia Power Corporation et de Columbia Basin Trust (« CPC/CBT »), 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 CPC/CBT, et de la centrale hydroélectrique Arrow Lakes de 185 MW, propriété de CPC/CBT.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

### 1. DESCRIPTION DES ACTIVITÉS (suite)

#### Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada (suite)

- c. *Est du Canada* : Comprend Newfoundland Power Inc. (« Newfoundland Power »), Maritime Electric Company, Limited (« Maritime Electric ») et FortisOntario Inc. (« FortisOntario »). 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. 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 principalement 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 »).

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

Les entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes comprennent la participation conférant le contrôle d'environ 60 % de la Société dans Caribbean Utilities Company, Ltd. (« Caribbean Utilities ») (60 % au 31 décembre 2014), Fortis Turks and Caicos, et la participation en actions de 33 % de la Société dans Belize Electricity Limited (« Belize Electricity ») (note 9). 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 132 MW. Caribbean Utilities est une société ouverte cotée à la Bourse de Toronto (« TSX ») (TSX : CUP.U). Fortis Turks and Caicos comprend deux sociétés de services publics d'électricité intégrées qui fournissent de l'électricité dans certaines îles de Turks et Caicos. Les sociétés de services publics possèdent une capacité de production au diesel combinée de 82 MW. Belize Electricity est une société de services publics d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité au Belize.

#### Activités non réglementées – Fortis Generation

Fortis Generation se compose principalement des actifs de production visés par des contrats à long terme en Colombie-Britannique et au Belize. En Colombie-Britannique, les actifs de production se composent de la participation conférant le contrôle de 51 % de la Société dans l'Expansion Waneta d'une puissance de 335 MW. La construction de l'Expansion Waneta s'est achevée en avril 2015, et la production est vendue à BC Hydro et à FortisBC Electric en vertu de contrats de 40 ans. La participation conférant le contrôle de 51 % de l'Expansion Waneta est détenue par la société en commandite Expansion Waneta (« société Waneta »), CPC/CBT détenant les 49 % restants.

Les actifs de production au Belize comprennent trois centrales hydroélectriques d'une capacité combinée de 51 MW. La production de ces installations est vendue en totalité à Belize Electricity en vertu de contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») 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.

Au 31 décembre 2015, la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Walden (« Walden ») de 16 MW était classée comme étant détenue en vue de la vente (note 6).

En juin 2015 et en juillet 2015 respectivement, la Société a vendu ses actifs de production non réglementée dans le nord-ouest de l'État de New York et en Ontario (notes 24 et 28).

#### Activités non réglementées – Autres que de services publics

Les activités autres que de services publics comprenaient auparavant Fortis Properties Corporation (« Fortis Properties ») et Griffith Energy Services, Inc. (« Griffith »). Fortis Properties a conclu la vente de ses actifs d'immeubles commerciaux en juin 2015 et la vente de ses actifs hôteliers en octobre 2015, et Griffith a été vendue en mars 2014 (note 28).

#### 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.

Le secteur Siège social et autres comprend le montant net des charges du siège social de Fortis et des charges de sociétés de gestion non réglementées de FortisBC Holdings Inc. (« FHI »), CH Energy Group, Inc. (« CH Energy Group ») et UNS Energy Corporation. 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 géoéchange.

### 2. NATURE DE LA RÉGLEMENTATION

Les entreprises de services publics réglementés de la Société sont principalement déterminées d'après la réglementation fondée sur le coût du service et dans certains territoires, selon des mécanismes de tarification axée sur le rendement (« TAR »). De manière générale, en vertu de la réglementation fondée sur le coût du service, les organismes de réglementation respectifs établissent les tarifs de l'électricité et du gaz 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 réglementaire réputée 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. Si une année témoin historique est utilisée pour établir les tarifs facturés à la clientèle, il peut y avoir un décalage attribuable à la réglementation entre le moment où les coûts sont engagés et celui où ils sont reflétés dans les tarifs facturés à la clientèle. Lorsque des mécanismes de TAR sont utilisés pour établir 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 de 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 ou son RAB autorisés.

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 dans le 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 (note 8).

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

#### *UNS Energy*

Les entreprises de services publics UNS sont réglementées par l'Arizona Corporation Commission (« ACC ») et certaines activités sont régies par la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») des États-Unis en vertu de la loi intitulée *Federal Power Act* (États-Unis). Les entreprises de services publics UNS exercent leurs activités selon une réglementation au coût du service, administrée par l'ACC, qui prescrit l'utilisation d'une année témoin historique afin d'établir les tarifs de détail pour l'électricité et le gaz naturel. Les tarifs de détail pour l'électricité et le gaz naturel doivent permettre aux services publics de recouvrer leurs coûts de service et de réaliser un taux de rendement raisonnable sur la base tarifaire, y compris un ajustement à la juste valeur de la base tarifaire comme exigé par les lois de l'État de l'Arizona.

Le RCP autorisé de TEP est de 10,0 % appliqué sur une structure du capital comprenant 43,5 % de capitaux propres ordinaires, à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2013. Le RCP autorisé de UNS Electric est de 9,50 % appliqué sur une structure du capital comprenant 52,6 % de capitaux propres ordinaires, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2014. Le RCP autorisé de UNS Gas est de 9,75 % appliqué sur une structure du capital comprenant 50,8 % de capitaux propres ordinaires, à compter du 1<sup>er</sup> mai 2012.

#### *Central Hudson*

Central Hudson est régie par la Public Service Commission (« PSC ») de l'État de New York et certaines activités sont régies par la FERC en vertu de la loi intitulée *Federal Power Act* (États-Unis). La société 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 qui prescrit l'utilisation d'une année témoin future pour établir les tarifs.

Central Hudson 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, avec un RCP autorisé de 10,0 % appliqué sur une structure du capital réputée comprendre 48 % de capitaux propres ordinaires. Comme 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, comme condition à l'approbation par l'organisme de réglementation de l'acquisition de Central Hudson par Fortis. En juin 2015, la PSC a émis pour l'entreprise une ordonnance tarifaire qui prévoit les nouveaux tarifs de livraison d'électricité et de gaz naturel applicables à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2015, pour une période de trois ans. La nouvelle ordonnance tarifaire reflète un RCP et une composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital autorisés respectivement de 9,0 % et 48 %.

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2013, Central Hudson était 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. Dans le cadre de la nouvelle ordonnance tarifaire en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2015, le mécanisme de partage des bénéfices a été maintenu, selon lequel l'entreprise et ses clients se partagent à parts égales le bénéfice au-delà de 50 points de base au-dessus du RCP autorisé jusqu'à un maximum de 100 points de base au-dessus du RCP autorisé. Le bénéfice au-delà de 100 points de base au-dessus du RCP autorisé est partagé essentiellement avec les clients.

#### *FortisBC Energy et FortisBC Electric*

FortisBC Energy et FortisBC Electric sont régies par la British Columbia Utilities Commission (« BCUC ») en vertu de la *Utilities Commission Act* (Colombie-Britannique). Les sociétés exercent essentiellement leurs activités selon la réglementation fondée sur le coût du service et, de temps à autre, selon des mécanismes de TAR, pour fixer le tarif facturé à la clientèle.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

### 2. NATURE DE LA RÉGLEMENTATION (suite)

#### *FortisBC Energy and FortisBC Electric (suite)*

À la première étape de l'instance générale sur le coût du capital en Colombie-Britannique, FEI a été désignée à titre d'entreprise de services publics de référence, et une décision de la BCUC a établi le RCP autorisé de l'entreprise de services publics de référence à 8,75 % et la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital, à 38,5 %, du 1<sup>er</sup> janvier 2013 au 31 décembre 2015. En mars 2014, la BCUC a rendu sa décision sur la deuxième étape de l'instance générale sur le coût du capital, établissant la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital de FEVI et de FEWI à 41,5 % et maintenant celle de FortisBC Electric à 40 %, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013. Ainsi, le RCP autorisé pour FEVI, FEWI et FortisBC Electric était de respectivement 9,25 %, 9,50 % et 9,15 % à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013 également. À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2015, par suite de la fusion de FEI, FEVI et FEWI, le RCP autorisé et la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital pour l'entité issue de la fusion FEI ont été établis respectivement à 8,75 % et 38,5 %, de manière à égaliser ceux de l'entreprise de services publics de référence.

FEI et FortisBC Electric sont assujetties aux plans de TAR pluriannuels pour les années 2014 à 2019. Les plans de TAR, approuvés par la BCUC, tiennent compte de mécanismes incitatifs d'amélioration de l'efficacité pour les charges d'exploitation et les dépenses en immobilisations. Les charges d'exploitation et de maintenance et les dépenses en immobilisations de base pour la durée des plans de TAR font l'objet d'une formule incitative qui tient compte des coûts marginaux dus à l'inflation et de la moitié de l'accroissement de la clientèle moins un facteur d'ajustement fixe appliqué chaque année selon la productivité de 1,1 % pour FEI et de 1,03 % pour FortisBC Electric. Les plans de TAR approuvés comportent en outre une répartition à parts égales des écarts entre les charges d'exploitation et de maintenance et les dépenses en immobilisations estimées d'après une formule sur la durée de la TAR, et certaines mesures de la qualité des services conçues pour garantir que FEI et FortisBC Electric maintiennent les services à leur niveau actuel. Les plans prévoient aussi des dispositions pour un processus d'examen annuel qui servira de lieu d'échanges entre les entreprises de services publics et les parties intéressées sur le rendement actuel et les activités futures.

#### *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). 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, la formule prescrite est appliquée chaque année aux tarifs de distribution de l'année précédente, les taux de distribution de 2012 étant utilisés à titre de tarifs de distribution initiaux.

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 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.

Le financement des dépenses en immobilisations pour la période d'application de la TAR est un élément important du régime de TAR pour FortisAlberta. Le régime de la TAR procure un mécanisme de suivi du capital pour financer le recouvrement des coûts associés à certaines dépenses en immobilisations admissibles. En mars 2015, l'AUC a rendu une décision sur les demandes de suivi du capital pour 2013, 2014 et 2015 de FortisAlberta. La décision : i) précise que la majorité des demandes de suivi du capital de la Société satisfont aux critères établis et pour lesquels, par conséquent, le recouvrement auprès des clients est approuvé; ii) approuve le test comptable de FortisAlberta pour déterminer les montants admissibles pour le facteur K; et iii) confirme certaines données qui doivent servir dans le cadre du test comptable, y compris la conclusion que le coût moyen pondéré du capital utilisé dans le test comptable doit être fondé sur les taux d'emprunt réels et sur le RCP autorisé et la structure du capital approuvés dans le cadre de l'instance générale sur le coût du capital.

En septembre 2015, l'AUC a approuvé l'attestation de conformité de FortisAlberta relative à la décision au sujet des produits de suivi du capital pour 2015, essentiellement telle qu'elle avait été déposée. Des produits de suivi du capital de 17 millions \$ ont été approuvés pour 2013 d'après les résultats réels, et des produits de suivi du capital de respectivement 42 millions \$ et 62 millions \$ ont été approuvés pour 2014 et 2015 d'après des prévisions. FortisAlberta a recouvré en 2013, 2014 et 2015 respectivement 15 millions \$, 29 millions \$ et 62 millions \$ des coûts associés aux dépenses de suivi du capital.

FortisAlberta a comptabilisé des produits de suivi du capital d'environ 59 millions \$ en 2015, dont 9 millions \$ associés aux mises à jour des sommes approuvées de suivi du capital pour 2013 et 2014. Les produits de suivi du capital pour 2015, d'environ 50 millions \$, tiennent compte d'une mise à jour des dépenses de suivi du capital pour 2015 connexe, par rapport aux prévisions approuvées reflétées dans les tarifs courants. Il s'en est suivi un report, à titre de passif réglementaire, de 12 millions \$ des produits de suivi du capital pour 2015.

En mars 2015, l'AUC a rendu une décision à l'égard de l'instance générale sur le coût du capital en Alberta. L'instance générale sur le coût du capital a établi le RCP de FortisAlberta pour 2013 à 2015 à 8,30 %, en baisse par rapport au RCP provisoire autorisé de 8,75 %, et a fixé la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital à 40 %, en baisse par rapport à 41 %. L'AUC a également déterminé de ne pas rétablir l'approche fondée sur une formule pour le calcul du RCP autorisé pour le moment. Toutefois, le RCP autorisé de 8,30 % et la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital autorisée de 40 % resteront inchangés à titre provisoire pour 2016 et au-delà. Pour les entreprises de services publics réglementés en Alberta assujetties aux mécanismes de la TAR, y compris FortisAlberta, l'incidence des changements au RCP autorisé et à la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital autorisée résultant de l'instance générale sur le coût du capital ne s'applique qu'à la partie de la base tarifaire qui est financée par les produits de suivi du capital. Pour les actifs qui ne sont pas financés par les produits de suivi du capital, aucun ajustement de produits n'est nécessaire pour tenir compte de la modification du RCP autorisé ou de la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital autorisée, par rapport à ceux fixés dans une décision antérieure sur l'instance générale sur le coût du capital.

### *Entreprises de services publics d'électricité dans l'est du Canada*

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). Newfoundland Power exerce ses activités selon une réglementation au coût du service qui prescrit l'utilisation d'une année témoin future pour établir les tarifs. Le PUB a établi le RCP autorisé à 8,80 % et la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital à 45 % pour les années 2013 à 2015.

Maritime Electric est régie 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.) 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. Maritime Electric exerce ses activités selon une réglementation au coût du service qui prescrit l'utilisation d'une année témoin future pour établir les tarifs. L'IRAC établit le RCP autorisé à 9,75 % en fonction d'une structure du capital minimale ciblée comprenant 40 % de capitaux propres attribuables aux actions ordinaires pour 2014 et 2015.

En Ontario, 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 quatrième génération, comme prescrit par la CEO. 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. Énergie Niagara et Algoma Power utilisent une année témoin future pour établir les tarifs. Le RCP autorisé d'Énergie Niagara pour les actifs de distribution a été établi à 8,93 % pour 2014 et 2015, et le RCP autorisé pour les actifs de transport a été établi à 8,93 % pour 2014 et à 9,30 % pour 2015, les deux appliqués à une structure du capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres attribuables aux actions ordinaires. Le RCP autorisé d'Algoma Power a été établi à 9,85 % pour 2014 et à 9,30 % pour 2015 appliqué à une structure du capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres ordinaires. 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 des produits de base. Les besoins en revenus de base sont ajustés annuellement pour tenir compte de l'inflation et de la croissance de la charge et de la clientèle.

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

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. Une nouvelle licence de production non exclusive a été attribuée en novembre 2014 pour une durée de 25 ans, venant à échéance en novembre 2039. Les licences précisent le rôle de l'Electricity Regulatory Authority, laquelle gère les licences, élabore les normes régissant les licences et veille à leur respect, revoit le mécanisme de plafonnement et d'ajustement des tarifs et approuve annuellement les dépenses en immobilisations. Les licences prévoient un mécanisme de plafonnement et d'ajustement des tarifs fondé sur les indices des prix à la consommation publiés. Le RAB ciblé autorisé de Caribbean Utilities pour 2015 se situait dans une fourchette de 7,25 % à 9,25 %, contre une fourchette de 7,00 % à 9,00 % pour 2014.

Fortis Turks and Caicos exerce ses activités en vertu de deux licences de 50 ans arrivant respectivement à échéance en 2036 et 2037. 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 historique afin de fournir aux entreprises de services publics un RAB autorisé se situant entre 15,0 % et 17,5 % (le « bénéfice d'exploitation autorisé »). Le bénéfice d'exploitation autorisé est fondé sur une base tarifaire calculée, y compris 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 aux fins du calcul du montant du bénéfice d'exploitation autorisé et du manque à gagner cumulatif. Les demandes pour 2015 sollicitaient l'approbation d'un bénéfice d'exploitation autorisé de 51 millions \$ (40 millions \$ US) et d'un manque à gagner cumulatif de 274 millions \$ (198 millions \$ US) au 31 décembre 2015. 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.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

### 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, et la méthode de la consolidation proportionnelle, pour les actifs de production ou de transport qui sont détenus conjointement avec des entités non affiliées. 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 17 février 2016, 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 2015 (note 35).

#### 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.

#### Stocks

Les stocks, constitués de matières et fournitures et de gaz, de combustible et de charbon en stock, sont évalués au moindre du coût moyen pondéré et de leur valeur marchande, sauf si des preuves montrent que le coût moyen pondéré, même s'il dépasse la valeur marchande, sera recouvré au moyen des tarifs futurs facturés à la clientèle.

#### 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.

#### Placements

Les placements du portefeuille sont comptabilisés au coût. Les baisses de valeur considérées comme durables sont comptabilisées dans la période au cours de laquelle pareilles déterminations sont faites. Les placements sur lesquels la Société exerce une influence notable sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence. La Société soumet ses placements une fois par année à un test de perte de valeur possible. Si une perte de valeur est relevée, elle sera comptabilisée dans la période au cours de laquelle elle a été relevée.

#### Actifs disponibles à la vente

Les actifs de la Société désignés comme disponibles à la vente sont évalués à la juste valeur établie selon les cours du marché. Les gains latents ou les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur sont comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu et sont reclassés à l'état des résultats au moment où les actifs sont vendus.

### Immobilisations de services publics

Les immobilisations de services publics sont comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé. 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 pour les actifs en question.

UNS Energy, Central Hudson, FortisBC Energy, 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, la charge d'amortissement étant constatée à titre de passif réglementaire à long terme (note 8 *xiv*). 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. 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. FortisOntario, Fortis Turks and Caicos et l'Expansion Waneta comptabilisent en résultat les coûts d'enlèvement 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 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 UNS Energy, Central Hudson, FortisBC Energy, FortisAlberta, FortisBC Electric, Newfoundland Power, Maritime Electric, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos, comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, sans qu'aucun gain ni 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 d'électricité et de gaz facturés à la clientèle. Pour FortisOntario, comme l'exige son organisme de réglementation, et la société Waneta, toute valeur comptable nette résiduelle, déduction faite du produit de récupération, au moment de la mise hors service ou de la cession d'une immobilisation de services publics est immédiatement comptabilisée en résultat.

Conformément aux exigences de leurs organismes de réglementation respectifs, UNS Energy, Central Hudson, FortisBC Energy, FortisAlberta, 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 pour le calcul des coûts indirects généraux capitalisés et leur attribution aux immobilisations de services publics est établie par les organismes de réglementation respectifs.

Comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, UNS Energy, Central Hudson, FortisBC Energy, FortisAlberta, FortisBC Electric, Newfoundland Power, Maritime Electric et Caribbean Utilities incluent dans le coût des immobilisations de services publics une composante dette et une composante capitaux propres de la provision pour fonds utilisés pendant la construction (« PFUPC »). La composante dette 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, FortisBC Energy 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 sur l'île de Vancouver. À mesure que les prêts sont remboursés et remplacés par des prêts non gouvernementaux, FortisBC Energy augmente les immobilisations de services publics et la dette à long terme (note 15).

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, sauf en ce qui concerne UNS Energy. Comme l'exige son organisme de réglementation, UNS Energy comptabilise les stocks détenus aux fins d'aménagement et de construction d'autres immobilisations de services publics dans les stocks jusqu'à l'utilisation. Lorsqu'ils sont mis en service, les stocks sont reclassés dans les immobilisations de services publics (note 7).

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 des immobilisations de services publics réglementés sont approuvés par l'organisme de réglementation concerné. Les taux d'amortissement pour 2015 ont varié de 1,3 % à 43,2 % (1,3 % à 43,2 % en 2014). En 2015, le taux mixte moyen pondéré d'amortissement avant réduction pour l'amortissement des apports sous forme d'aide à la construction s'est établi à 3,1 % (3,2 % en 2014).

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

### 3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

#### Immobilisations de services publics (suite)

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)	2015		2014	
	Fourchette des durées de service	Durée de service résiduelle moyenne pondérée	Fourchette des durées de service	Durée de service résiduelle moyenne pondérée
Distribution				
Électricité	5–80	30	5–80	28
Gaz	4–95	33	4–85	31
Transport				
Électricité	20–80	29	20–70	27
Gaz	7–80	36	4–71	38
Production	5–85	27	4–75	24
Autres	3–70	8	3–70	8

#### Immobilisations autres que de services publics

En 2015, la Société a vendu ses actifs d'immeubles commerciaux et ses actifs hôteliers, qui comprenaient 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 (note 28). Les immobilisations autres que de services publics ont été comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé, le cas échéant, selon la méthode linéaire d'amortissement.

Les coûts de maintenance et de réparation étaient comptabilisés en résultat au cours de la période où ils étaient engagés, alors que les coûts de remplacement et d'amélioration qui prolongeaient les durées de vie utile étaient 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 seraient autrement 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. Les actifs incorporels se composent des coûts des logiciels; des droits fonciers, des droits de transport et des droits d'usage de l'eau et des droits de concession. 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.

La durée de vie utile des actifs incorporels est évaluée comme étant indéfinie ou limitée. 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 réglementés. 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 UNS Energy, FortisBC Energy, FortisBC Electric et la société Waneta. 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

Les entreprises de services publics réglementés 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 d'électricité et de gaz facturés à la clientèle approuvés par les organismes de réglementation respectifs. Les flux de trésorerie nets des activités réglementées ne sont pas directement rattachés à des actifs, mais plutôt cumulés à l'échelle de la société de services publics réglementés.

Fortis procède à son test de dépréciation annuel en date du 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 2015 ou en 2014, et aucune provision pour moins-value n'a été requise pour l'un ou l'autre de ces exercices. Pour le test de dépréciation annuel 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 2015 se sont échelonnés de 1,0 % à 50,0 % (de 1,0 % à 50,0 % en 2014). 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)	2015		2014	
	Fourchette des durées de service	Durée de service résiduelle moyenne pondérée	Fourchette des durées de service	Durée de service résiduelle moyenne pondérée
Logiciels	3–10	4	3–10	4
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	30–80	37	30–75	32
Droits de concession et autres	10–104	15	10–100	19

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 UNS Energy, Central Hudson, FortisBC Energy, FortisAlberta, FortisBC Electric, Newfoundland Power, Maritime Electric, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos, comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, sans qu'aucun gain ni 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 d'électricité et de gaz facturés à la clientèle. Pour FortisOntario, comme l'exige son organisme de réglementation, et la société Waneta, 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 est immédiatement comptabilisée en résultat.

### Dépréciation d'actifs à long terme

La Société révisé l'évaluation des immobilisations 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 significative sur les états financiers consolidés découlant d'une réduction de valeur des actifs à long terme réglementés ou des actifs de production non réglementés pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014. Certains des actifs hôteliers autres que de services publics de la Société, qui ont tous été vendus en 2015, ont donné lieu à une charge de dépréciation étant donné que la valeur comptable des actifs était supérieure à leur juste valeur (note 28).

Le test de dépréciation des actifs des entreprises 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 d'électricité et de gaz et facturés à la clientèle qui ont été approuvés par les organismes de réglementation respectifs. Les flux de trésorerie nets des activités réglementées ne sont pas directement rattachés à des actifs, mais plutôt cumulés à l'échelle de la société de services publics réglementés.

Le test de dépréciation pour les actifs de production non réglementés est différent de celui appliqué aux actifs des entreprises 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.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

### 3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

#### 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. Pour les unités d'exploitation dont : i) l'évaluation par 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 ii) l'excédent de la juste valeur estimée par rapport à la valeur comptable, comme établi par un consultant externe 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 au cours de l'exercice considéré. Malgré l'approche décrite ci-dessus, il est possible de faire estimer par un consultant externe 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 importantes par un consultant externe au moins une fois tous les cinq ans.

Fortis procède à son test de dépréciation annuel en date du 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 2015 ou en 2014, 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, comme décrit précédemment, et cette juste 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 pour valider les conclusions tirées de 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 collectifs et des régimes collectifs 401(k) 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 hypothèses les plus probables 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 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 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 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 dans le bilan consolidé de la Société.

Sauf pour UNS Energy, FortisAlberta et Maritime Electric, tout écart entre la charge de retraite constatée selon les PCGR des États-Unis et la charge recouvrée auprès de la clientèle dans les tarifs courants à l'égard des régimes de retraite à prestations déterminées – qui devrait être recouvré auprès de la clientèle ou remboursé à cette dernière à même les tarifs futurs – est assujéti au traitement en compte de report (note 8 ii)). Comme approuvé par l'organisme de réglementation concerné, le coût des régimes de retraite à prestations déterminées de FortisAlberta est recouvré à même les tarifs facturés à la clientèle en fonction des paiements au comptant effectués.

Pour UNS Energy, Central Hudson, FortisBC Energy, FortisAlberta, FortisBC Electric, Newfoundland Power, Maritime Electric 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 assujéti au traitement en compte de report (note 8 ii)). Pour Fortis, FHI 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'avantages complémentaires de retraite*

UNS Energy, Central Hudson, FortisBC Energy, FortisAlberta, FortisBC Electric, Newfoundland Power, Maritime Electric, FortisOntario et la Société offrent aussi des régimes d'avantages complémentaires de retraite (« ACR »), 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 hypothèses les plus probables 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 dans le 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 UNS Energy et FortisAlberta, 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 assujéti au traitement en compte de report (note 8 iii)).

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. Les options sur actions sont exerçables une fois que les conditions d'acquisition des droits ont été satisfaites. 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 »), d'unités d'actions liées au rendement (« UAR ») et de droits à la valeur d'actions temporairement incessibles (« DVATI ») des administrateurs à leur juste valeur, qui représentent tous des attributions réglées en espèces, à chaque date de clôture jusqu'au règlement. La charge au titre de la rémunération est comptabilisée selon la méthode linéaire sur la période d'acquisition des droits, qui, pour les régimes d'UAR et de DVATI, équivaut à la durée la plus courte entre trois ans et la durée d'admissibilité jusqu'à la retraite. La juste valeur des passifs des UAD, UAR et DVATI est fondée sur le cours moyen pondéré en fonction des volumes sur cinq jours de l'action ordinaire de la Société à la fin de chaque période de présentation. Le cours moyen pondéré en fonction des volumes de l'action ordinaire de la Société au 31 décembre 2015 était de 37,72 \$ (38,96 \$ au 31 décembre 2014). La juste valeur des passifs liés aux UAR est aussi fondée sur le paiement prévu probable d'après le rendement historique, compte tenu des paramètres définis de chaque attribution et de la meilleure estimation de la direction.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

### 3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

#### Conversion des devises

Les actifs et les passifs des établissements à l'étranger de la Société, UNS Energy, Central Hudson, Caribbean Utilities, Fortis Turks and Caicos et BECOL, qui ont tous le dollar américain comme monnaie fonctionnelle, sont convertis au taux de change en vigueur à la date du bilan. Le taux de change en vigueur au 31 décembre 2015 était de 1,00 \$ US = 1,38 \$ CA (1,00 \$ US = 1,16 \$ CA au 31 décembre 2014). 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, qui était de 1,00 \$ US = 1,28 \$ CA pour 2015 (1,00 \$ US = 1,10 \$ CA en 2014).

La participation d'environ 33 % de la Société dans Belize Electricity est convertie au taux de change en vigueur à la date du bilan. 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 participation soit vendue, soit pratiquement liquidée ou fasse l'objet d'un test de dépréciation en prévision de la cession (notes 9 et 24).

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.

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

La Société et ses filiales recourent à divers instruments dérivés physiques et financiers pour respecter les besoins en charges et les obligations liées aux réserves prévus, pour réduire leur exposition à la volatilité des prix des produits de base et aux fluctuations des taux de change et pour couvrir leur risque de taux d'intérêt. 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, économiques ou de flux de trésorerie. Au 31 décembre 2015, les instruments dérivés de la Société étaient principalement composés de swaps sur électricité, de swaps et de contrats d'options sur gaz, de contrats d'achat d'électricité, de primes liées aux contrats d'achat de gaz, de contrats de vente en gros à long terme ainsi que de swaps de taux d'intérêt (note 31).

Les instruments dérivés qui ne peuvent pas se prévaloir de l'exception relative aux achats normaux et aux ventes normales sont tous comptabilisés à titre d'actifs ou de passifs dans le bilan consolidé et évalués à la juste valeur. Les variations de la juste valeur sont comptabilisées en résultat à moins que les instruments soient admissibles et désignés comme des couvertures comptables ou économiques.

Les instruments dérivés qui peuvent se prévaloir de l'exception relative aux achats normaux et aux ventes normales ne sont pas évalués à la juste valeur et les montants réglés sont comptabilisés à titre de coûts de l'approvisionnement énergétique dans les états des résultats consolidés. Les contrats dérivés visés par des accords généraux de compensation et des garanties sont présentés au montant brut. 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.

Pour les dérivés désignés comme des contrats de couverture, les entreprises de services publics de la Société évaluent formellement si, à sa création et par la suite, le contrat de couverture est hautement efficace pour compenser les variations des éléments couverts. La stratégie de couverture par type d'opération et la stratégie de gestion des risques sont formellement consignées. Au 31 décembre 2015, les relations de couverture de la Société étaient principalement composées de swaps de taux d'intérêt et d'emprunts en dollars américains.

Le bénéfice que la Société tire des filiales étrangères et les investissements nets qu'elle a dans ces dernières ainsi que les investissements qui confèrent à la Société une influence notable sont exposés aux fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. La Société a réduit une portion de 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 d'une portion du risque de change lié à ses investissements nets dans des établissements à l'étranger. 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 à l'étranger, qui sont aussi comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu.

Pour les dérivés qui ne sont pas désignés comme des contrats de couverture, le montant réglé est généralement inclus dans les tarifs réglementés, comme le permettent les organismes de réglementation concernés. Par conséquent, les gains et les pertes latents nets provenant des variations de la juste valeur des contrats dérivés sont comptabilisés à titre d'actifs ou de passifs réglementaires aux fins de recouvrement auprès des clients ou de remboursement aux clients dans les tarifs futurs (note 8 vii).

### Impôts sur les bénéfiques

La Société et ses filiales appliquent la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfiques. 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 provisions pour moins-value sont comptabilisées en réduction des actifs d'impôts reportés lorsqu'il est plus probable qu'improbable qu'une portion ou que la totalité des actifs d'impôts reportés ne soit pas réalisée. 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 bénéfiques de l'exercice est constaté à hauteur des impôts à payer ou à recevoir estimatifs pour l'exercice considéré.

Comme approuvé par leurs organismes de réglementation respectifs, UNS Energy, Central Hudson et Maritime Electric recouvrent la charge d'impôts exigibles et reportés dans les tarifs facturés à la clientèle. Comme l'a approuvé son organisme de réglementation, FortisAlberta recouvre la charge d'impôts sur les bénéfiques dans les tarifs facturés aux clients à hauteur seulement des impôts sur les bénéfiques qui sont actuellement exigibles. FortisBC Energy, FortisBC Electric, Newfoundland Power et FortisOntario recouvrent la charge d'impôts sur les bénéfiques dans les tarifs facturés aux clients à hauteur seulement des impôts sur les bénéfiques 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, sauf pour certains soldes d'impôts reportés de FortisBC Energy, de FortisBC Electric, de Newfoundland Power et de FortisOntario, 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 imposés 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 bénéfiques deviennent à payer ou à recevoir (note 8 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 bénéfiques de l'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 bénéfiques plus élevée que celle comptabilisée aux fins de l'établissement des tarifs réglementaires et recouverte auprès de la clientèle à même les tarifs.

Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos ne sont pas assujetties aux impôts sur les bénéfiques puisqu'elles exercent leurs activités dans des territoires libres d'impôt. BECOL n'est pas assujettie aux impôts sur les bénéfiques puisqu'elle a obtenu une exonération d'impôt du gouvernement du Belize pour la durée de ses CAÉ de 50 ans.

Tout écart entre la charge d'impôts sur les bénéfiques constatée selon les PCGR des États-Unis et la charge recouverte 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 8 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. L'écart entre la valeur comptable de ces investissements et leur base fiscale, qui découle des bénéfiques non rapatriés des filiales et de l'écart de change, s'élevait à environ 565 millions \$ au 31 décembre 2015 (384 millions \$ au 31 décembre 2014). Si ces bénéfiques sont rapatriés, sous la forme de dividendes ou autre, la Société peut être assujettie aux impôts sur les bénéfiques et aux retenues d'impôts étrangers. Il est impossible de calculer les passifs d'impôts reportés non comptabilisés sur ces montants. 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 bénéfiques des filiales étrangères 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 puisqu'aucun impôt n'est à payer sur ces bénéfiques. Si un accord d'échange de renseignements fiscaux est conclu avec le Belize, les bénéfiques provenant des activités de la Société au Belize pourraient aussi être rapatriés au Canada libres d'impôt. Les négociations entre le gouvernement du Canada et le gouvernement du Belize sur un accord 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 bénéfiques sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés et sont constatés dans la charge d'impôts sur les bénéfiques. 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 bénéfiques lorsque la société devient assujettie à l'impôt aux fins de l'établissement des tarifs.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

### 3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

#### Taxes de vente

Dans le cours normal de leurs activités, les filiales de la Société 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 recueillies pour le compte des autorités gouvernementales concernées sur la base de leur montant brut. En 2015, un montant d'environ 19 millions \$ était inclus dans les produits et les charges (22 millions \$ en 2014).

#### Constatation des produits

Les produits tirés de la vente d'électricité et de gaz par les entreprises de services publics réglementés de la Société sont généralement constatés selon la comptabilité d'exercice. L'électricité et le gaz 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 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. 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 d'électricité et de gaz consommée n'aura pas été facturée. La quantité consommée d'électricité et de gaz 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, selon l'approbation de l'organisme de réglementation. Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2015, Central Hudson est autorisée par son organisme de réglementation à comptabiliser les produits non facturés pour l'électricité consommée à chaque fin de période pour tous ses consommateurs d'électricité. Au 31 décembre 2014, des produits non facturés d'environ 15 millions \$ (13 millions \$ US) de Central Hudson associés à certains consommateurs d'électricité n'étaient pas comptabilisés, comme autorisé par l'organisme de réglementation.

Dans certaines circonstances, UNS Energy conclut des contrats d'achat et de vente en gros d'électricité qui ne sont pas réglés en énergie. Les contrats de ventes nettes et les contrats d'achat d'électricité sont reflétés au montant net dans les produits.

Comme le prescrit l'organisme de réglementation, FortisAlberta est tenue de se procurer des 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. FortisAlberta n'est 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 sont reportés pour être recouverts auprès de la clientèle, ou remboursés à celle-ci, à même les tarifs futurs (note 8 xviii)).

FortisBC Electric a conclu des contrats visant la vente de l'excédent de capacité qui pourrait être disponible une fois ses besoins en charge satisfaits. Ces produits sont constatés selon la comptabilité d'exercice aux tarifs établis dans les contrats de vente.

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 stipulé dans les arrangements contractuels.

Les produits autres que de services publics, associés aux actifs d'immeubles commerciaux et aux actifs hôteliers vendus en 2015, ont été comptabilisés à la prestation des services ou à la livraison des produits aux consommateurs. Plus particulièrement, les produits de l'immobilier, tirés de la location à des locataires de locaux pour commerces de détail et pour bureaux, ont été constatés au cours du mois où ils ont été gagnés, à des tarifs conformes aux contrats de location. Les baux étaient principalement nets, et les locataires payaient le taux de base plus une proportion de certains frais généraux déterminés. Certains locataires de commerces de détail payaient un loyer additionnel exprimé en pourcentage de leurs ventes. Les frais recouverts auprès des locataires étaient 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 étaient 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 sont classées à titre d'autres passifs à long terme, et les immobilisations de services publics sont augmentées du même montant (note 17). 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. Comme le permet leur organisme de réglementation respectif, UNS Energy, Central Hudson et FortisBC Electric comptabilisent les variations des obligations causées par l'écoulement du temps 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.

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.

### **Nouvelles méthodes comptables**

#### *Présentation des activités abandonnées et de l'information sur la cession de composantes d'une entité*

Le 1<sup>er</sup> janvier 2015, la Société a adopté de façon prospective l'Accounting Standards Update (« ASU ») 2014-08, qui modifie les critères et les informations à fournir pour la présentation des activités abandonnées. Par conséquent, la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers et la vente des actifs de production non réglementée en 2015 ne respectaient pas les critères pour considérer les activités comme abandonnées (note 28). Les ventes sont conformes à la stratégie de la Société de se centrer sur ses principales activités de services publics. Elles ne représentent donc pas un changement stratégique des activités.

#### *Comptabilisation des paiements fondés sur des actions lorsque les modalités d'une attribution prévoient que l'objectif de rendement pourrait être atteint après la période de service requise*

Le 1<sup>er</sup> janvier 2015, la Société a adopté de façon anticipée l'ASU 2014-12 qui uniformise la pratique entourant les paiements fondés sur des actions effectués à des employés dans le cas où les objectifs de rendement permettent aux employés de bénéficier de leur attribution, qu'ils fournissent ou non des services au moment où l'objectif de rendement est atteint. L'adoption de cette mise à jour a été appliquée de façon prospective et n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société.

#### *Simplification de la présentation des frais d'émission de titres de créance*

Le 1<sup>er</sup> octobre 2015, la Société a adopté de façon anticipée l'ASU 2015-03 qui exige que les frais d'émission de titres de créance soient présentés dans le bilan consolidé en déduction directe de la valeur comptable de ces titres, de la même manière que l'escompte ou la prime d'émission de ces titres. L'adoption de cette mise à jour a été appliquée de façon rétrospective et a entraîné le reclassement des frais d'émission de titres de créance d'environ 65 millions \$, qui ont été sortis des autres actifs à long terme pour être reclassés dans la dette à long terme au bilan consolidé de la Société au 31 décembre 2014 (note 36). En outre, la Société a adopté de façon anticipée l'ASU 2015-15 qui clarifie la présentation et l'évaluation ultérieure des frais d'émission de titres de créance relatifs à des arrangements de ligne de crédit. La mise à jour permet à une entité de reporter les frais d'émission de titres de créance et de les présenter comme un actif, et d'amortir ensuite les frais d'émission reportés de façon proportionnelle sur la durée de l'arrangement de ligne de crédit, peu importe l'encours aux termes de l'arrangement de ligne de crédit. L'adoption de cette mise à jour a été appliquée de façon rétrospective et n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société.

#### *Classement au bilan des impôts reportés*

Le 1<sup>er</sup> octobre 2015, la Société a adopté de façon anticipée l'ASU 2015-17 qui exige que les actifs et passifs d'impôts reportés soient classés et présentés dans les éléments à long terme au bilan consolidé. L'adoption de cette mise à jour a été appliquée de façon rétrospective et a entraîné le reclassement d'une tranche à court terme de 158 millions \$ des actifs d'impôts reportés, d'une tranche à long terme de 62 millions \$ des actifs d'impôts reportés et d'une tranche à court terme de 9 millions \$ des passifs d'impôts reportés dans les passifs d'impôts reportés à long terme au bilan consolidé au 31 décembre 2014. Par conséquent, la Société a également reclassé des actifs réglementaires à court terme de 18 millions \$, des passifs réglementaires à court terme de 19 millions \$ et des passifs réglementaires à long terme de 91 millions \$ dans les actifs réglementaires à long terme au bilan consolidé au 31 décembre 2014, tous liés aux impôts reportés réglementaires (note 36).

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

## 3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

### 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 à l'état des résultats 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 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 », « Actifs incorporels », « Écart d'acquisition », « Avantages sociaux futurs », « Rémunération à base d'actions », « Impôts sur les bénéfices », « Constatation des produits » et « Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations », et aux notes 8, 23 et 34.

## 4. PRISES DE POSITION COMPTABLES FUTURES

La Société se penche sur l'applicabilité et l'incidence de toutes les ASU publiées par le Financial Accounting Standards Board (« FASB »). Les mises à jour suivantes ont été publiées par le FASB, mais n'ont pas encore été adoptées par Fortis. Toute ASU n'étant pas incluse ci-après a été évaluée et jugée non applicable pour la Société, ou comme n'ayant pas d'incidence significative future sur les états financiers consolidés.

### Produits des activités ordinaires tirés des contrats conclus avec des clients

L'ASU 2014-09 a été publiée en mai 2014 et les modifications présentées dans cette mise à jour créent le Topic 606 de l'ASC, *Revenue from Contracts with Customers*, et remplacent les exigences de comptabilisation des produits du Topic 605 de l'ASC, *Revenue Recognition*, y compris la plupart des lignes directrices concernant la comptabilisation des produits selon les secteurs partout dans la codification. Cette norme complète l'effort conjoint du FASB et de l'International Accounting Standards Board visant à améliorer la présentation de l'information financière en créant des lignes directrices communes de comptabilisation des produits pour les PCGR des États-Unis et les Normes internationales d'information financière qui clarifient les principes de comptabilisation des produits et qui peuvent s'appliquer uniformément à des opérations, des secteurs et des marchés financiers divers. Cette mise à jour devait initialement entrer en vigueur pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2016 et devait être appliquée de façon rétrospective intégrale ou rétrospective modifiée. L'ASU 2015-14 a été publiée en août 2015 et les modifications de cette mise à jour reportent d'un an l'entrée en vigueur de l'ASU 2014-09, soit pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2017. L'adoption anticipée est permise dès la date d'entrée en vigueur initiale. La majeure partie des produits de la Société est générée par les ventes d'énergie aux clients en fonction des tarifs publiés, comme les organismes de réglementation le permettent, et devrait être dans le champ d'application de l'ASU 2014-09. Fortis n'a pas encore choisi de méthode de transition et évalue l'incidence que l'adoption de cette norme aura sur ses états financiers consolidés et les informations connexes. La Société prévoit que cette évaluation sera pratiquement terminée d'ici la fin de 2016.

### Modifications à l'analyse de consolidation

L'ASU 2015-02 a été publiée en février 2015 et la mise à jour modifie l'analyse qu'une entité publiante doit mettre en œuvre afin de déterminer si elle doit consolider certains types d'entités légales. Plus précisément, relativement aux sociétés en commandite, les modifications : i) changent l'évaluation visant à déterminer si les sociétés en commandite et les entités légales semblables sont des entités à détenteurs de droits variables ou des entités à détenteurs de droits de vote; et ii) renversent la présomption qu'un commandité doit consolider une société en commandite. Cette mise à jour entre en vigueur pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2015 et peut être appliquée selon une approche rétrospective modifiée ou de façon rétrospective. L'adoption de cette mise à jour ne devrait pas avoir d'incidence significative sur les états financiers de la Société. Toutefois, la participation conférant le contrôle de 51 % de la Société dans la société Waneta devrait être considérée, non plus comme entité à détenteurs de droits de vote, mais comme entité à détenteurs de droits variables, ce qui donnera lieu à davantage d'informations par voie de notes.



# Notes afférentes aux états financiers consolidés

## 5. INFORMATION SECTORIELLE

L'information par secteur isolable s'établit comme suit :

	ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS							ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES						Total
	États-Unis			Canada				Électricité dans les Caraïbes	Autres que de services publics	Siège social et autres	Éliminations intersectorielles			
	Électricité et gaz		Gaz	Électricité			Est du Canada					Fortis Generation		
Exercice clos le 31 décembre 2015 (en millions \$)	UNS Energy	Central Hudson	Total	FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric	Est du Canada	Total	Fortis Generation	Fortis	Autres que de services publics	Siège social et autres	Éliminations intersectorielles	Total
Produits d'exploitation	2 034	880	2 914	1 295	563	360	1 033	3 251	321	107	171	24	(61)	6 727
Coûts de l'approvisionnement énergétique	820	315	1 135	498	–	116	673	1 287	169	1	–	–	(31)	2 561
Charges d'exploitation	573	381	954	292	183	89	143	707	46	19	124	26	(12)	1 864
Amortissement	242	56	298	190	168	57	82	497	47	18	11	2	–	873
Bénéfice (perte) d'exploitation	399	128	527	315	212	98	135	760	59	69	36	(4)	(18)	1 429
Autres revenus (charges), montant net	5	8	13	11	3	–	2	16	2	56	109	(8)	(1)	187
Frais financiers	98	38	136	134	78	39	56	307	14	3	18	94	(19)	553
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	111	40	151	51	(1)	9	19	78	–	24	13	(43)	–	223
Bénéfice net (perte nette)	195	58	253	141	138	50	62	391	47	98	114	(63)	–	840
Participations ne donnant pas le contrôle	–	–	–	1	–	–	–	1	13	21	–	–	–	35
Dividendes sur actions privilégiées	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	77	–	77
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	195	58	253	140	138	50	62	390	34	77	114	(140)	–	728
Écart d'acquisition	1 912	624	2 536	913	227	235	67	1 442	195	–	–	–	–	4 173
Actifs identifiables	6 977	2 601	9 578	5 116	3 592	1 872	2 219	12 799	1 084	1 025	–	352	(207)	24 631
Total de l'actif	8 889	3 225	12 114	6 029	3 819	2 107	2 286	14 241	1 279	1 025	–	352	(207)	28 804
Dépenses en immobilisations brutes	669	181	850	460	452	103	175	1 190	137	38	9	19	–	2 243
<b>Exercice clos le 31 décembre 2014 (en millions \$)</b>														
Produits d'exploitation	684	821	1 505	1 435	518	334	1 008	3 295	321	38	249	31	(38)	5 401
Coûts de l'approvisionnement énergétique	272	345	617	646	–	87	653	1 386	195	1	–	–	(2)	2 197
Charges d'exploitation	209	337	546	287	176	90	143	696	39	10	172	38	(8)	1 493
Amortissement	80	49	129	190	164	59	79	492	38	5	22	2	–	688
Bénéfice (perte) d'exploitation	123	90	213	312	178	98	133	721	49	22	55	(9)	(28)	1 023
Autres revenus (charges), montant net	4	6	10	4	3	1	2	10	2	(1)	–	(45)	(1)	(25)
Frais financiers	34	35	69	139	79	41	56	315	14	–	24	154	(29)	547
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	33	24	57	49	(1)	12	19	79	–	1	8	(79)	–	66
Bénéfice net (perte nette) tiré(e) des activités poursuivies	60	37	97	128	103	46	60	337	37	20	23	(129)	–	385
Bénéfice tiré des activités abandonnées, après impôts	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	5	–	–	5
Bénéfice net (perte nette)	60	37	97	128	103	46	60	337	37	20	28	(129)	–	390
Participations ne donnant pas le contrôle	–	–	–	1	–	–	–	1	10	–	–	–	–	11
Dividendes sur actions privilégiées	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	62	–	62
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	60	37	97	127	103	46	60	336	27	20	28	(191)	–	317
Écart d'acquisition	1 603	523	2 126	913	227	235	67	1 442	164	–	–	–	–	3 732
Actifs identifiables	5 648	2 123	7 771	4 846	3 234	1 803	2 163	12 046	924	961	696	543	(440)	22 501
Total de l'actif	7 251	2 646	9 897	5 759	3 461	2 038	2 230	13 488	1 088	961	696	543	(440)	26 233
Dépenses en immobilisations brutes	444	126	570	332	348	92	166	938	71	102	38	6	–	1 725

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

### 5. INFORMATION SECTORIELLE (suite)

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)	2015	2014
Ventes de Fortis Generation aux entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada	31 \$	2 \$
Produits des entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada attribuables à Fortis Generation	7	–
Ventes des entreprises de services publics d'électricité réglementés au Canada aux activités autres que de services publics	4	6
Frais financiers intersectoriels relatifs aux prêts suivants :		
De Fortis Generation aux entreprises de services publics d'électricité dans l'est du Canada	1	1
Du siège social aux entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	–	5
Du siège social aux activités autres que de services publics	17	22

Les soldes d'actifs intersectoriels importants entre parties liées aux 31 décembre s'établissaient comme suit :

#### Actifs sectoriels importants entre parties liées

(en millions)	2015	2014
Prêts intersectoriels :		
De Fortis Generation aux entreprises de services publics d'électricité dans l'est du Canada	20 \$	20 \$
Du siège social aux entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada	48	–
Du siège social aux activités autres que de services publics	–	402
Autres actifs intersectoriels – Du siège social aux entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz aux États-Unis	108	–
Autres actifs intersectoriels	31	18
Total des éliminations intersectorielles	207 \$	440 \$

## 6. DÉBITEURS ET AUTRES ACTIFS À COURT TERME

(en millions)	2015	2014
Débiteurs – clients	517 \$	479 \$
Débiteurs non facturés	404	365
Provision pour créances douteuses	(66)	(31)
Impôts à recevoir	–	25
Actifs détenus en vue de la vente	38	–
Autres	71	62
	964 \$	900 \$

La hausse de la provision pour créances douteuses découle essentiellement d'une augmentation de la réserve pour créances irrécouvrables de UNS Energy, relative à la facturation des propriétaires tiers de l'unité 1 de Springerville pour leur quote-part des charges d'exploitation de la centrale. Compte tenu du litige en cours et de l'incertitude entourant les propriétaires tiers de l'unité 1 de Springerville, une provision a été constituée pour l'ensemble du solde des débiteurs lié aux charges d'exploitation de 32 millions \$ (23 millions \$ US) au 31 décembre 2015 (note 34).

Les actifs détenus en vue de la vente comprennent des immobilisations de services publics d'environ 29 millions \$ (21 millions \$ US) acquises par UNS Energy à l'expiration du contrat de location des installations de manutention de charbon de Springerville en avril 2015 (note 16). UNS Energy a conclu avec un tiers une entente, aux termes de laquelle le tiers pourra acheter une participation de 17,05 % ou bien poursuivre l'utilisation des installations contre des paiements à UNS Energy. Le tiers pourra exercer son option d'achat jusqu'en avril 2016; par conséquent, les actifs connexes étaient classés comme étant détenus en vue de la vente dans le bilan consolidé au 31 décembre 2015.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

De plus, en décembre 2015, FortisBC Electric a conclu une entente visant la vente d'actifs non réglementés de la centrale hydroélectrique Walden à un prix d'environ 9 millions \$ (note 31). La vente devrait être conclue au premier trimestre de 2016. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, un bénéfice avant impôts inférieur à 1 million \$ a été réalisé relativement à Walden (inférieur à 1 million \$ au 31 décembre 2014).

Les autres débiteurs étaient composés de sommes facturées aux clients pour des services non essentiels de base, des dépôts de garantie pour des achats de gaz de FortisBC Energy et des avances sur achats de charbon de UNS Energy. Les autres débiteurs comprenaient également la juste valeur des instruments dérivés (note 31).

### 7. STOCKS

(en millions)	2015	2014
Matériaux et fournitures	194 \$	149 \$
Gaz et combustible stockés	101	134
Stocks de charbon	42	38
	<b>337 \$</b>	<b>321 \$</b>

Les matériaux et fournitures incluaient environ 152 millions \$ (118 millions \$ au 31 décembre 2014) pour UNS Energy et se composaient des coûts des matériaux de construction et de réparation liés aux activités de distribution, de transport et de production, comme l'exige l'organisme de réglementation (note 3).

### 8. 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.

(en millions)	2015	2014	Période de recouvrement résiduelle (années)
<b>Actifs réglementaires</b>			
Impôts reportés <i>i)</i>	936 \$	832 \$	À déterminer
Avantages sociaux futurs <i>ii)</i>	627	680	Diverses
Coûts de gestion de l'énergie reportés <i>iii)</i>	145	111	1–10
Report relatif à la remise en état des sites d'usines de gaz <i>iv)</i>	121	123	À déterminer
Comptes de stabilisation tarifaire <i>v)</i>	119	119	Diverses
Charges locatives reportées <i>vi)</i>	90	101	Diverses
Instruments dérivés <i>vii)</i>	74	69	Diverses
Frais d'exploitation indirects reportés <i>viii)</i>	66	54	Diverses
Coûts liés à la remise en état finale de mines et à un régime de soins de santé de retraités <i>ix)</i>	39	34	1–22
Pertes nettes à la cession d'immobilisations et d'actifs incorporels de services publics reportées <i>x)</i>	33	37	8
Améliorations locatives non amorties de l'unité 1 de Springerville <i>xi)</i>	30	–	8
Reports de l'impôt foncier <i>xii)</i>	30	29	1
Autres actifs réglementaires <i>xiii)</i>	222	226	Diverses
<b>Total des actifs réglementaires</b>	<b>2 532</b>	<b>2 415</b>	
<b>Moins : tranche à court terme</b>	<b>(246)</b>	<b>(277)</b>	<b>1</b>
<b>Actifs réglementaires à long terme</b>	<b>2 286 \$</b>	<b>2 138 \$</b>	

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

### 8. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES (suite)

<i>(en millions)</i>	2015	2014	Période de recouvrement résiduelle (années)
<b>Passifs réglementaires</b>			
Provision pour coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations <i>xiv</i> )	<b>1 060 \$</b>	951 \$	À déterminer
Comptes de stabilisation tarifaire <i>v</i> )	<b>212</b>	142	Diverses
Compte modérateur des tarifs de l'électricité et du gaz <i>xv</i> )	<b>88</b>	–	À déterminer
Supplément de facturation au titre de l'énergie renouvelable <i>xvi</i> )	<b>47</b>	44	À déterminer
Avantages sociaux futurs <i>ii</i> )	<b>44</b>	58	Diverses
Obligation au titre des avantages revenant aux clients et aux communautés <i>xvii</i> )	<b>32</b>	55	À déterminer
Report des charges de l'AESO <i>xviii</i> )	<b>25</b>	49	1–4
Autres passifs réglementaires <i>xix</i> )	<b>130</b>	146	Diverses
<b>Total des passifs réglementaires</b>	<b>1 638</b>	1 445	
<b>Moins : tranche à court terme</b>	<b>(298)</b>	(173)	1
<b>Passifs réglementaires à long terme</b>	<b>1 340 \$</b>	1 272 \$	

#### Description de la nature des actifs et des passifs réglementaires

##### *i) Impôts reportés*

Les entreprises de services publics réglementés de la Société constatent des actifs et des passifs d'impôts reportés et des passifs et des 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 d'électricité et de gaz. Les actifs et les passifs d'impôts reportés représentent les 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 réglementaires devraient être recouverts auprès des clients dans les tarifs futurs lorsque les impôts deviennent exigibles ou à recevoir. Au 31 décembre 2015, une tranche de 351 millions \$ (265 millions \$ au 31 décembre 2014) 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 et crédits pour les 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 recouverts auprès des clients, ou remboursés à ceux-ci, dans les tarifs futurs (note 27). 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 recouverts 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 dans le bilan consolidé.

Au 31 décembre 2015, des actifs réglementaires d'environ 367 millions \$ associés aux avantages sociaux futurs n'étaient pas admissibles aux fins du calcul du rendement réglementaire (339 millions \$ au 31 décembre 2014). Au 31 décembre 2015, des passifs réglementaires d'environ 36 millions \$ associés aux avantages sociaux futurs n'étaient pas admissibles aux fins du calcul du rendement réglementaire (55 millions \$ au 31 décembre 2014).

##### *iii) Coûts de gestion de l'énergie reportés*

FortisBC Energy, FortisBC Electric, Central Hudson et Newfoundland Power 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 réglementés ont capitalisé les dépenses connexes et les amortissent selon la méthode linéaire sur des périodes allant de un an à 10 ans. L'actif réglementaire qui en découle représente le solde non amorti des coûts de gestion de l'énergie.

UNS Energy est tenue de mettre en œuvre des programmes économiques de gestion axée sur la demande (« GAD ») afin de se conformer aux normes en matière d'efficacité énergétique de l'ACC. Les normes en matière d'efficacité énergétique prévoient un supplément de facturation au titre de la GAD destiné à recouvrir les coûts de mise en œuvre des programmes de GAD ainsi qu'une prime de rendement annuelle. Les ordonnances tarifaires courantes prévoient un mécanisme de recouvrement des coûts fixes irrécupérables pour recouvrir certains coûts non liés au combustible qui étaient irrécouvrables auparavant, en raison de la baisse des ventes d'électricité due aux programmes d'efficacité énergétique et à la production distribuée. Au 31 décembre 2015, une tranche de 25 millions \$ du solde des actifs réglementaires de UNS Energy n'était pas admissible aux fins du calcul du rendement réglementaire (16 millions \$ au 31 décembre 2014).

iv) *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 (notes 14, 17 et 34). 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.

v) *Comptes de stabilisation tarifaire*

Les montants des comptes de stabilisation tarifaire relatifs aux entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz de la Société 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 de l'électricité servent principalement à atténuer l'incidence, sur le bénéficiaire, de la variabilité du coût du combustible ou de l'électricité achetée au-delà ou en deçà d'un niveau prévu ou préétabli et, pour certaines entreprises de services publics, des mécanismes de dissociation des revenus 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. Les comptes de stabilisation tarifaire du gaz atténuent principalement le choc sur les revenus de facteurs imprévisibles et non contrôlables, notamment la volatilité des volumes causée principalement par les conditions climatiques et la volatilité des coûts du gaz naturel.

Au 31 décembre 2015, environ 49 millions \$ et 142 millions \$ des comptes de stabilisation tarifaire devaient 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 105 millions \$ et 43 millions \$ au 31 décembre 2014).

Au 31 décembre 2015, des actifs réglementaires d'environ 44 millions \$ associés aux comptes de stabilisation tarifaire n'étaient pas admissibles aux fins du calcul du rendement réglementaire (104 millions \$ au 31 décembre 2014). Au 31 décembre 2015, des passifs réglementaires d'environ 76 millions \$ associés aux comptes de stabilisation tarifaire n'étaient pas admissibles aux fins du calcul du rendement réglementaire (42 millions \$ au 31 décembre 2014).

vi) *Charges locatives reportées*

Les charges locatives reportées de FortisBC Electric ont trait principalement au contrat d'achat d'électricité Brilliant (le « contrat BPPA »), qui prend fin en 2056. L'amortissement de l'actif en vertu du contrat de location-acquisition et les intérêts débiteurs associés à l'obligation de location-acquisition 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 loyers établis aux termes du contrat BPPA. Le solde de l'actif réglementaire au 31 décembre 2015 comprenait 90 millions \$ (83 millions \$ au 31 décembre 2014) de charges locatives reportées qui devraient être recouvertes auprès de la clientèle dans les tarifs futurs sur la durée du contrat. En 2015, sur les 30 millions \$ (30 millions \$ en 2014) d'intérêts débiteurs se rapportant aux obligations de location-acquisition et les 6 millions \$ (6 millions \$ en 2014) de dotation aux amortissements liés aux actifs de location-acquisition, un total de 26 millions \$ (26 millions \$ en 2014) a été comptabilisé dans les coûts de l'approvisionnement énergétique et un total de 3 millions \$ (3 millions \$ en 2014) 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 2014) a été reporté en tant qu'actif réglementaire (note 16).

Au 31 décembre 2014, le solde des actifs réglementaires comprenait 18 millions \$ de charges locatives reportées de UNS Energy liées aux engagements d'achat restants de l'unité 1 de Springerville et des installations de manutention de charbon de Springerville, lesquelles ont été achetées en 2015 (note 16).

Les charges locatives reportées ne sont pas admissibles aux fins du calcul du rendement réglementaire.

vii) *Instruments dérivés*

Comme l'ont approuvé leurs organismes de réglementation respectifs, les gains et les pertes provenant des variations de la juste valeur de certains instruments dérivés de UNS Energy, de Central Hudson et de FortisBC Energy sont 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. Ces pertes et ces gains latents auraient autrement été comptabilisés dans les bénéfices (note 31). Le solde des actifs réglementaires reportés de UNS Energy et de Central Hudson totalisant 57 millions \$ au 31 décembre 2015 n'est pas admissible aux fins du calcul du rendement réglementaire (57 millions \$ au 31 décembre 2014).

viii) *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 d'utilité des immobilisations de services publics et des actifs incorporels connexes.

ix) *Coûts liés à la remise en état finale de mines et à un régime de soins de santé de retraités*

Les coûts liés à la remise en état finale de mines et à un régime de soins de santé de retraités sont associés aux installations de production au charbon détenues conjointement par TEP aux centrales de San Juan, de Four Corners et de Navajo. TEP a le choix de comptabiliser son passif lié aux obligations au titre de la remise en état finale de mines et du régime de soins de santé de retraités à la valeur actuelle ou future (notes 17 et 34). TEP a choisi de comptabiliser ces coûts à la valeur future et est autorisée à recouvrer l'intégralité de ces coûts auprès de ses clients au moyen des comptes de stabilisation tarifaire lorsque les coûts sont payés. TEP prévoit verser des paiements continus jusqu'en 2037. Ces coûts de location reportés ne sont pas admissibles aux fins du calcul du rendement réglementaire.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

### 8. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES (suite)

#### Description de la nature des actifs et des passifs réglementaires (suite)

- x) *Pertes nettes à la cession d'immobilisations et d'actifs incorporels de services publics reportées*  
Comme l'a approuvé l'organisme de réglementation, de 2010 à 2013, les pertes nettes subies à la mise hors service ou à la cession d'immobilisations ou d'actifs incorporels de services publics de FortisBC Energy étaient comptabilisées dans un compte de report réglementaire pour être recouvrées 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 réglementaire qui en est résulté sur une période de 10 ans.
- xi) *Améliorations locatives non amorties de l'unité 1 de Springerville*  
À l'expiration du contrat de location-acquisition de l'unité 1 de Springerville de TEP en janvier 2015, les améliorations locatives non amorties ont été sorties des immobilisations de services publics et reclassées dans les actifs réglementaires. Les améliorations locatives correspondent aux investissements faits par TEP jusqu'à la fin du contrat de location pour assurer que les installations de Springerville offrent des services fiables et de façon sécuritaire aux clients de TEP. Aux termes de son ordonnance tarifaire pour 2013, TEP a reçu l'approbation réglementaire d'amortir les améliorations locatives sur une période de 10 ans. TEP continue de détenir une participation indivise de 49,5 % dans l'unité 1 de Springerville.
- xii) *Reports de l'impôt foncier*  
L'impôt foncier pour UNS Energy et Central Hudson est reporté et recouvré en grande partie auprès des clients sur une période de six mois à un an, comme le permet leur organisme de réglementation respectif. Les reports de l'impôt foncier ne sont pas admissibles aux fins du calcul du rendement réglementaire.
- xiii) *Autres actifs réglementaires*  
Les autres actifs réglementaires ont trait à l'ensemble des entreprises de services publics réglementés de la Société et sont composés de divers éléments dont la valeur individuelle est inférieure à 30 millions \$. Au 31 décembre 2015, une tranche de 189 millions \$ (177 millions \$ au 31 décembre 2014) 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 2015, une tranche de 69 millions \$ du solde (74 millions \$ au 31 décembre 2014) n'était pas admissible aux fins du calcul du rendement réglementaire.
- xiv) *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 de UNS Energy, de Central Hudson, de FortisBC Energy, 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.
- xv) *Compte modérateur des tarifs de l'électricité et du gaz*  
Aux termes de l'ordonnance tarifaire de trois ans de Central Hudson rendue en juin 2015, certains des actifs et des passifs réglementaires de la société ont été identifiés et approuvés par la PSC à des fins de compensation, et un compte modérateur des tarifs de l'électricité et du gaz à titre de passif réglementaire net a été établi et servira à modérer les tarifs futurs facturés à la clientèle. Ce compte modérateur des tarifs de l'électricité et du gaz n'est pas admissible aux fins du calcul du rendement réglementaire.
- xvi) *Supplément de facturation au titre de l'énergie renouvelable*  
Comme l'ordonne l'organisme de réglementation dans sa norme sur l'énergie renouvelable (« NER »), UNS Energy est tenue d'augmenter son utilisation d'énergie renouvelable chaque année jusqu'à ce qu'elle représente au moins 15 % de ses besoins énergétiques de détail annuels totaux en 2025, la production distribuée représentant 30 % de ses besoins annuels en énergie renouvelable. La société doit déposer un plan de mise en œuvre de la NER annuel aux fins de revue et d'approbation par l'ACC. Le coût approuvé de la mise en œuvre de ce plan est recouvré auprès des clients de détail au moyen d'un supplément de facturation au titre de la NER. L'ACC a aussi approuvé un recouvrement de charges d'exploitation, de dotation aux amortissements et d'impôts fonciers, et un rendement sur le capital investi dans certains projets solaires de la société au moyen du tarif de la NER jusqu'à ce que ces coûts soient reflétés dans les tarifs de détail facturés aux clients. S'il y a un écart positif ou négatif entre le recouvrement de supplément de facturation au titre de la NER et les coûts engagés pour mettre en œuvre les plans, il est reporté à titre d'actif ou de passif réglementaire.
- L'ACC utilise les crédits d'énergie renouvelable (« CER ») pour évaluer la conformité avec les exigences de la NER; chaque CER équivaut à un kilowattheure produit à partir de ressources renouvelables. Quand UNS Energy achète de l'énergie renouvelable, la prime payée par rapport aux prix du marché de l'électricité traditionnelle constitue le coût des CER recouvrable au moyen du supplément de facturation au titre de la NER. Quand des CER sont achetés, UNS Energy comptabilise le coût des CER au poste Autres actifs à long terme, et un passif réglementaire correspondant pour refléter l'obligation d'utiliser les CER afin de se conformer à la NER dans l'avenir. Quand les CER sont présentés à l'ACC aux fins de conformité aux exigences de la NER, les coûts et les produits de l'approvisionnement en énergie sont comptabilisés à un montant correspondant (note 9).

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

### xvii) Obligation au titre des avantages revenant aux clients et aux communautés

Comme l'ont approuvé les organismes de réglementation respectifs de UNS Energy et de Central Hudson, Fortis s'est engagée à apporter à leurs clients et à leurs communautés des avantages financiers qui n'auraient pas été consentis si les acquisitions n'avaient pas eu lieu. Ces engagements ont entraîné la comptabilisation de passifs réglementaires qui serviront à atténuer les hausses ultérieures des tarifs facturés aux clients par les entreprises de services publics. En 2014, ces engagements pour les clients de UNS Energy incluaient 10 millions \$ US quant à la première année et 5 millions \$ US pour chacune des années deux à cinq pour les rabais de tarifs de détail consentis aux clients. Par conséquent, des charges d'environ 33 millions \$ (30 millions \$ US) ont été comptabilisées en 2014 par suite de l'acquisition de UNS Energy pour des obligations associées aux avantages revenant aux clients (notes 24 et 29).

### 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 2015, le passif réglementaire représentait principalement le recouvrement excédentaire des comptes de report des charges de l'AESO pour 2014 et 2015.

### xix) Autres passifs réglementaires

Les autres passifs réglementaires ont trait à l'ensemble des entreprises de services publics réglementés de la Société et sont composés de divers éléments dont la valeur individuelle est inférieure à 30 millions \$. Au 31 décembre 2015, la Société avait l'autorisation ou bien de rembourser à la clientèle une tranche de 120 millions \$ du solde (140 millions \$ au 31 décembre 2014) ou de diminuer les tarifs futurs facturés à la clientèle, et elle devrait obtenir une autorisation pour le montant résiduel. Au 31 décembre 2015, une tranche de 68 millions \$ du solde (76 millions \$ au 31 décembre 2014) n'était pas admissible aux fins du calcul du rendement réglementaire.

## 9. AUTRES ACTIFS

(en millions)

	2015	2014
Placement comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence – Belize Electricity	79 \$	– \$
Actifs du régime de retraite supplémentaire à l'intention des dirigeants	58	41
Dépôt sur l'acquisition d'entreprise en cours (note 29)	38	–
Placement disponible à la vente (notes 28 et 31)	33	–
Actifs du régime de rémunération différé (note 17)	25	21
Crédits d'énergie renouvelable (note 8 xvi))	17	13
Impôts à long terme à recevoir	13	13
Autres placements	13	12
Autre actif – Belize Electricity	–	116
Divers	76	56
	<b>352 \$</b>	<b>272 \$</b>

En août 2015, la Société a accepté les conditions de règlement avec le gouvernement du Belize quant à l'expropriation par le gouvernement du Belize de la participation d'environ 70 % de Fortis dans Belize Electricity en juin 2011. Les modalités du règlement comprennent le versement à Fortis par le gouvernement du Belize d'une somme forfaitaire de 35 millions \$ US et une participation d'environ 33 % dans Belize Electricity. Par suite du règlement, la Société a comptabilisé une perte d'environ 9 millions \$ en 2015 (note 24).

UNS Energy et Central Hudson offrent des avantages complémentaires de retraite par la voie d'un régime de rémunération différé à l'intention des administrateurs et des dirigeants des sociétés 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 (note 17). 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 les sociétés. Les montants placés dans des fonds communs de placement et des fonds du marché monétaire sont comptabilisés à la juste valeur (note 31).

En juin 2015, la Société a conclu la vente des actifs d'immeubles commerciaux pour un produit brut de 430 millions \$ (note 28). Dans le cadre de l'opération, Fortis a souscrit à des parts de fiducie de Slate Office REIT totalisant 35 millions \$ dans le contexte de l'appel public à l'épargne de la FPI. Le placement dans les parts de fiducie est classé comme un actif disponible à la vente. Les actifs sont évalués à la juste valeur établie selon les cours du marché, et les gains latents ou les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur sont comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu et sont reclassés à l'état des résultats au moment où les actifs sont vendus (notes 21 et 31).

Les autres actifs sont comptabilisés au coût et sont, selon le cas, recouverts ou amortis sur la période estimative des avantages futurs. Les autres actifs comprennent la juste valeur des instruments dérivés de UNS Energy et de Central Hudson (note 31).

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

### 10. IMMOBILISATIONS DE SERVICES PUBLICS

#### 2015

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Distribution			
Électricité	9 245 \$	(2 634) \$	6 611 \$
Gaz	3 829	(1 021)	2 808
Transport			
Électricité	3 093	(997)	2 096
Gaz	1 735	(531)	1 204
Production	6 465	(2 241)	4 224
Divers	2 429	(849)	1 580
Actifs en construction	886	–	886
Terrains	186	–	186
	<b>27 868 \$</b>	<b>(8 273) \$</b>	<b>19 595 \$</b>

#### 2014

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Distribution			
Électricité	8 102 \$	(2 317) \$	5 785 \$
Gaz	3 475	(920)	2 555
Transport			
Électricité	2 562	(859)	1 703
Gaz	1 649	(491)	1 158
Production	5 296	(2 189)	3 107
Divers	2 158	(731)	1 427
Actifs en construction	1 277	–	1 277
Terrains	167	–	167
	<b>24 686 \$</b>	<b>(7 507) \$</b>	<b>17 179 \$</b>

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 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) ou une contrainte circonférentielle à moins de 20 % de la limite d'élasticité minimale standard. 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 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. 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) ou une contrainte circonférentielle de 20 % ou plus de la limite d'élasticité minimale standard. Ces actifs comprennent les stations de transport, l'équipement de télémétrie, les pipelines de transport et le matériel divers connexe.

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 centrales alimentées au charbon, les barrages, les réservoirs, les systèmes photovoltaïques 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.

Les travaux de construction de l'Expansion Waneta ont pris fin en avril 2015. Au 31 décembre 2015, les actifs en construction étaient principalement liés à l'agrandissement des installations de gaz naturel liquéfié à Tilbury de FortisBC Energy et à d'autres projets d'investissement des entreprises de services publics réglementés de la Société.

Le coût des immobilisations de services publics faisant l'objet de contrats de location-acquisition au 31 décembre 2015 s'établissait à 496 millions \$ (1 088 millions \$ au 31 décembre 2014), et l'amortissement cumulé connexe était de 221 millions \$ (627 millions \$ au 31 décembre 2014). La diminution découle essentiellement de l'acquisition de certaines immobilisations de services publics à TEP en 2015, par suite de l'expiration de contrats de location (note 16).



## Notes afférentes aux états financiers consolidés

### Installations détenues conjointement

Au 31 décembre 2015, les participations de UNS Energy dans les centrales électriques et les réseaux de transport détenus conjointement se composaient principalement de ce qui suit :

#### 2015

<i>(en millions)</i>	Participation (%)	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Unités 1 et 2 de San Juan	50,0	690 \$	(347) \$	343 \$
Unités 1, 2 et 3 de Navajo	7,5	207	(155)	52
Unités 4 et 5 de Four Corners	7,0	154	(107)	47
Installation Luna Energy	33,3	75	(1)	74
Installations communes de Gila River	25,0	47	(14)	33
Unité 1 de Springerville <sup>1)</sup>	49,5	452	(240)	212
Installations de manutention de charbon de Springerville <sup>2)</sup>	65,9	228	(90)	138
Réseaux de transport	Diverses	531	(238)	293
		<b>2 384 \$</b>	<b>(1 192) \$</b>	<b>1 192 \$</b>

<sup>1)</sup> TEP est tenue d'exploiter l'unité pour les tiers propriétaires en vertu des conventions existantes. Les tiers propriétaires sont obligés d'indemniser TEP pour leur quote-part des charges (notes 16 et 34).

<sup>2)</sup> TEP détient une participation indivise supplémentaire de 17,05 % dans les installations de manutention de charbon de Springerville, qui est classée à titre d'actifs détenus en vue de la vente (notes 6 et 16).

UNS Energy détient une participation indivise dans les installations ci-dessus et a droit à sa quote-part des immobilisations de services publics. UNS Energy est proportionnellement responsable pour sa part des charges d'exploitation et des passifs à l'égard des installations détenues conjointement.

## 11. IMMOBILISATIONS AUTRES QUE DE SERVICES PUBLICS

En 2015, la Société a vendu ses actifs d'immeubles commerciaux et ses actifs hôteliers (note 28). Par conséquent, la Société ne détenait aucune immobilisation autre que de services publics au 31 décembre 2015.

#### 2014

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Bâtiments	599 \$	(105) \$	494 \$
Matériel	145	(73)	72
Incitatifs à la location	35	(27)	8
Terrains	72	–	72
Actifs en construction	18	–	18
	<b>869 \$</b>	<b>(205) \$</b>	<b>664 \$</b>

## 12. ACTIFS INCORPORELS

#### 2015

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Logiciels	685 \$	(436) \$	249 \$
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	328	(76)	252
Redevances de concession et autres actifs	17	(13)	4
Actifs en construction	36	–	36
	<b>1 066 \$</b>	<b>(525) \$</b>	<b>541 \$</b>

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

### 12. ACTIFS INCORPORELS (suite)

2014

(en millions)	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Logiciels	573 \$	(368) \$	205 \$
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	258	(66)	192
Redevances de concession et autres actifs	16	(12)	4
Actifs en construction	60	–	60
	<b>907 \$</b>	<b>(446) \$</b>	<b>461 \$</b>

Le coût des droits fonciers, des droits de transport et des droits d'usage de l'eau au 31 décembre 2015 comprenait un montant de 106 millions \$ (77 millions \$ au 31 décembre 2014) non amortissable.

La dotation aux amortissements liée aux actifs incorporels a été de 64 millions \$ pour 2015 (60 millions \$ pour 2014). L'amortissement devrait s'établir en moyenne à environ 78 millions \$ pour chacun des cinq prochains exercices.

### 13. ÉCART D'ACQUISITION

(en millions)	2015	2014
Solde au début de l'exercice	<b>3 732 \$</b>	2 075 \$
Acquisition de UNS Energy (note 29)	–	1 510
Vente de Griffith (note 28)	–	(3)
Incidence de la conversion des devises	<b>441</b>	150
Solde à la fin de l'exercice	<b>4 173 \$</b>	3 732 \$

L'écart d'acquisition associé aux acquisitions de UNS Energy, de Central Hudson, de Caribbean Utilities et de Fortis Turks and Caicos est libellé en dollars américains, le dollar américain étant la monnaie fonctionnelle 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. CRÉDITEURS ET AUTRES PASSIFS À COURT TERME

(en millions)	2015	2014
Comptes clients	<b>574 \$</b>	612 \$
Coûts du gaz et du combustible à payer	<b>153</b>	195
Rémunération et avantages sociaux à payer	<b>137</b>	134
Intérêts à payer	<b>127</b>	128
Dividendes à verser	<b>113</b>	101
Impôts à payer autres que les impôts sur les bénéfices	<b>108</b>	96
Juste valeur des instruments dérivés (note 31)	<b>69</b>	66
Remise en état des sites d'usines de gaz (notes 8 iv), 17 et 34)	<b>32</b>	13
Passifs des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR (note 27)	<b>13</b>	11
Autres	<b>93</b>	84
	<b>1 419 \$</b>	1 440 \$

Les impôts à payer autres que les impôts sur les bénéfices comprennent surtout des impôts fonciers de UNS Energy et la taxe sur les émissions carboniques de FortisBC Energy.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

### 15. DETTE À LONG TERME

(en millions)	Date d'échéance	2015	2014
<b>Entreprises de services publics réglementés</b>			
<i>UNS Energy</i>			
Obligations non garanties exonérées d'impôts en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 3,83 % (3,92 % en 2014)	2020 – 2040	<b>848 \$</b>	956 \$
Billets non garantis à taux fixe en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,26 % (4,98 % en 2014)	2021 – 2045	<b>1 557</b>	754
Billets à taux fixe garantis en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 5,38 % (5,38 % en 2014)	2023 – 2026	<b>–</b>	151
<i>Central Hudson</i>			
Billets non garantis en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 4,30 % (4,31 % en 2014)	2016 – 2042	<b>728</b>	587
<i>FortisBC Energy</i>			
Hypothèques en garantie du prix d'achat garanties – taux fixe moyen pondéré de 10,30 % (10,71 % en 2014)	2016	<b>200</b>	275
Déventures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 5,73 % (5,95 % en 2014)	2029 – 2045	<b>1 770</b>	1 620
Prêt gouvernemental	2016	<b>5</b>	10
<i>FortisAlberta</i>			
Déventures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 4,95 % (5,01 % en 2014)	2024 – 2052	<b>1 684</b>	1 534
<i>FortisBC Electric</i>			
Déventures garanties – taux fixe moyen pondéré de 8,80 % (8,80 % en 2014)	2023	<b>25</b>	25
Déventures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 5,36 % (5,36 % en 2014)	2016 – 2050	<b>660</b>	660
<i>Est du Canada</i>			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties à fonds d'amortissement – taux fixe moyen pondéré de 6,72 % (7,08 % en 2014)	2016 – 2045	<b>553</b>	484
Obligations hypothécaires de premier rang garanties – taux fixe moyen pondéré de 7,18 % (7,18 % en 2014)	2016 – 2061	<b>167</b>	167
Billets de premier rang non garantis – taux fixe moyen pondéré de 6,11 % (6,11 % en 2014)	2018 – 2041	<b>104</b>	104
<i>Caribbean Electric</i>			
Billets de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,89 % (4,91 % en 2014)	2016 – 2046	<b>467</b>	400
<b>Activités non réglementées – autres que de services publics</b>			
Prêts hypothécaires de premier rang garantis et billets de premier rang – taux fixe moyen pondéré de 7,46 % (7,46 % en 2014)	s.o.	<b>–</b>	34
<b>Siège social</b>			
Billets de premier rang non garantis et billets non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,43 % (4,43 % en 2014)	2019 – 2044	<b>1 720</b>	1 443
Déventures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 6,49 % (6,49 % en 2014)	2039	<b>201</b>	201
Emprunts sur les facilités de crédit classés à long terme (note 31)			
		<b>551</b>	1 096
Total de la dette à long terme (note 31)		<b>11 240</b>	10 501
Moins : frais financiers reportés (notes 3 et 36)		<b>(72)</b>	(65)
Moins : tranche à court terme de la dette à long terme		<b>(384)</b>	(525)
		<b>10 784 \$</b>	9 911 \$

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

### 15. DETTE À LONG TERME (suite)

Comme il est indiqué dans le tableau précédent, certains des instruments de créance à long terme émis par UNS Energy, FortisBC Energy, FortisBC Electric, Newfoundland Power et Maritime Electric 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. Les hypothèques en garantie du prix d'achat de 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 côtère de la société. Le total du montant en capital des hypothèques en garantie du prix d'achat pouvant être émis est limité à 350 millions \$.

UNS Energy a conclu une convention d'emprunt à terme à taux variable de 30 millions \$ US de quatre ans et, en même temps, a conclu un swap à taux fixes-variables. L'emprunt à terme et le swap de taux d'intérêt sont tous deux venus à échéance en 2015. Le swap de taux d'intérêt était désigné comme une couverture de flux de trésorerie (note 31).

#### 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 2015, 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 janvier 2015, TEP a racheté à la valeur nominale 130 millions \$ US d'obligations à taux fixe exonérées d'impôts, qui devaient initialement expirer en 2029. Au 31 décembre 2015, TEP n'avait pas renégocié les obligations rachetées.

En janvier 2015, Fortis Turks and Caicos a émis des billets non garantis à 4,75 %, 15 ans, pour un capital de 10 millions \$ US. Le produit net a servi au financement des dépenses en immobilisations et aux fins générales de la société.

En février 2015, TEP a émis des billets de premier rang non garantis à 3,05 %, 10 ans, pour un capital de 300 millions \$ US. Le produit net a servi au remboursement de la dette à long terme et des emprunts sur la facilité de crédit et au financement des dépenses en immobilisations.

En mars 2015, Central Hudson a émis des billets non garantis à 2,98 %, 10 ans, pour un capital de 20 millions \$ US. Le produit net a servi au financement des dépenses en immobilisations et aux fins générales de la société.

En avril 2015, UNS Electric a émis des billets non garantis à 3,95 %, 30 ans, pour un capital de 50 millions \$ US. Le produit net a surtout servi aux fins générales de la société.

En avril 2015, FortisBC Energy a émis des débetures non garanties à 3,38 %, 30 ans, pour un capital de 150 millions \$. Le produit net a servi au remboursement des emprunts à court terme et aux fins générales de la société.

En août 2015, UNS Electric a émis des débetures non garanties à 3,22 %, 12 ans, pour un capital de 80 millions \$ US, et UNS Gas a émis des billets non garantis à 4,00 %, 30 ans, pour un capital de 45 millions \$ US. Le produit net a servi à rembourser la dette à long terme venant à échéance. En outre, en août 2015, TEP a racheté à la valeur nominale 79 millions \$ US d'obligations à taux variable exonérées d'impôts, qui devaient initialement expirer en 2022.

En septembre 2015, FortisAlberta a émis des débetures non garanties à 4,27 %, 30 ans, d'un capital de 150 millions \$. Le produit net a servi au remboursement des emprunts sur la facilité de crédit et aux fins générales de la société.

En septembre 2015, Newfoundland Power a émis des obligations hypothécaires de premier rang à fonds d'amortissement à 4,446 %, 30 ans, d'un capital de 75 millions \$. Le produit net a servi au remboursement des emprunts sur la facilité de crédit et aux fins générales de la société.

#### Siège social

Les débetures non garanties et les billets de premier rang non garantis 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.

### Remboursement de la dette à long terme

Le calendrier de remboursement du capital des emprunts et obligations de la Société 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)
2016	382 \$	2 \$	384 \$
2017	69	2	71
2018	281	2	283
2019	112	127	239
2020	202	655	857
Par la suite	7 793	1 613	9 406
	8 839 \$	2 401 \$	11 240 \$

## 16. OBLIGATIONS LIÉES AUX CONTRATS DE LOCATION-ACQUISITION ET OBLIGATIONS FINANCIÈRES

### Obligations liées aux contrats de location-acquisition

#### UNS Energy

En 2014 et 2015, TEP a acquis certains actifs de Springerville à l'expiration de contrats de location, comme présenté ci-après. Au 31 décembre 2015, les obligations liées aux contrats de location-acquisition de TEP se composaient d'une participation indivise de 50 % dans certaines installations communes de Springerville.

#### *Achats en vertu du contrat de location-acquisition de l'unité 1 de Springerville*

En décembre 2014 et en janvier 2015, à l'expiration du contrat de location de l'unité 1 de Springerville, TEP a acquis une participation additionnelle de 35,4 % dans les installations précédemment louées pour des montants de respectivement 20 millions \$ US et 46 millions \$ US. Par suite des acquisitions, TEP détient une participation de 49,5 % dans l'unité 1 de Springerville, ce qui représente une capacité de 192 MW. De plus, TEP est tenue d'exploiter l'unité pour les tiers propriétaires en vertu d'une convention existante. Les tiers propriétaires sont obligés d'indemniser TEP pour leur quote-part des dépenses (note 34).

#### *Achat en vertu de contrats de location-acquisition des installations de manutention de charbon de Springerville*

En avril 2015, à l'expiration du contrat de location des installations de manutention de charbon de Springerville, TEP a acheté une participation de 86,7 % dans les installations de manutention de charbon précédemment louées pour un montant total de 120 millions \$ US. En mai 2015, TEP a vendu à un tiers une participation de 17,05 % dans les installations pour un montant de 24 millions \$ US et a conclu une entente avec un autre tiers qui s'est engagé à acheter une participation de 17,05 % pour un montant de 24 millions \$ US ou bien à poursuivre l'utilisation des installations contre des paiements à TEP. Le tiers pourra exercer son option d'achat jusqu'en avril 2016; par conséquent, les actifs connexes étaient classés comme étant détenus en vue de la vente dans le bilan consolidé au 31 décembre 2015 (note 6).

#### *Contrats de location des installations communes de Springerville*

TEP est partie à trois contrats de location des installations communes de Springerville qui ont une durée initiale se terminant en décembre 2017 pour un des contrats et en janvier 2021 pour les deux autres contrats et prévoient des périodes de renouvellement optionnelles de deux ans ou plus jusqu'en 2025 (note 33). Au lieu de prolonger les contrats, TEP peut exercer une option d'achat à prix fixe de 38 millions \$ US en 2017 et de 68 millions \$ US en 2021. TEP a signé des ententes avec des tiers faisant en sorte que si les contrats de location des installations communes de Springerville ne sont pas renouvelés, TEP exercera les options d'achat en vertu de ces contrats. Les tiers seront obligés soit d'acquérir une quote-part de ces installations, soit de continuer à effectuer des paiements à TEP pour poursuivre l'utilisation des installations.

UNS Energy a conclu un swap de taux d'intérêt qui couvre une partie du risque de taux d'intérêt variable associé aux obligations liées aux contrats de location des installations communes de Springerville. Au 31 décembre 2015, l'intérêt sur les obligations liées aux contrats de location est payable au LIBOR six mois majoré de 1,88 % (1,75 % au 31 décembre 2014). Le swap a pour effet de fixer les taux d'intérêt sur une partie des soldes du capital amortissable de 29 millions \$ US (33 millions \$ US au 31 décembre 2014). Le swap de taux d'intérêt vient à échéance en 2020 et est comptabilisé comme une couverture de flux de trésorerie (note 31).

L'obligation au titre du contrat de location-acquisition des installations communes de Springerville porte intérêt au taux de 5,08 %. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, un montant de 5 millions \$ (2 millions \$ au 31 décembre 2014) d'intérêts débiteurs sur les obligations liées aux contrats de location-acquisition de Springerville a été comptabilisé dans les frais financiers, et des montants de 3 millions \$ et 8 millions \$ (3 millions \$ et 7 millions \$ au 31 décembre 2014) d'amortissement des actifs loués de Springerville ont été comptabilisés dans les coûts de l'approvisionnement énergétique et l'amortissement, respectivement.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

### 16. OBLIGATIONS LIÉES AUX CONTRATS DE LOCATION-ACQUISITION ET OBLIGATIONS FINANCIÈRES (suite)

#### FortisBC Electric

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 5,00 %. Pour 2015, un montant de 26 millions \$ (26 millions \$ en 2014) est inclus dans les coûts de l'approvisionnement énergétique et comptabilisé conformément au contrat BPPA, comme l'a approuvé la BCUC (note 8 vi)).

FortisBC Electric a également une obligation liée à un contrat de location-acquisition relativement à l'exploitation du poste de transformation Brilliant (« 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 charges d'exploitation connexes. L'obligation porte intérêt à un taux mixte de 9,00 %. Pour 2015, un montant de 3 millions \$ (3 millions \$ en 2014) est inclus dans les charges d'exploitation et comptabilisé conformément à l'entente relative au PTB, comme l'a approuvé la BCUC (note 8 vi)).

#### Obligations financières

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 dans le 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 6,82 % et 8,66 % et sont remboursées sur une période de 35 ans. Chacune de ces ententes de type Lease-in Lease-out permet à FEI, à son gré, de mettre fin aux contrats de location avant terme, après 17 ans. Si la société exerce cette option, FEI versera à la municipalité un paiement de résiliation anticipé qui est égal à la valeur comptable de l'obligation à ce moment-là.

#### Règlement des obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières

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 (en millions)	Obligations financières (en millions)	Total (en millions)
2016	68 \$	4 \$	72 \$
2017	70	4	74
2018	61	32	93
2019	62	15	77
2020	73	2	75
Par la suite	2 049	38	2 087
	2 383 \$	95 \$	2 478 \$
Moins : Montants représentant les intérêts implicites et les frais accessoires sur les obligations liées aux contrats de location-acquisition et les obligations financières			(1 965)
Total des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières			513
Moins : tranche à court terme			(26)
			<u>487 \$</u>

## 17. AUTRES PASSIFS

<i>(en millions)</i>	2015	2014
Passifs des régimes d'ACR (note 27)	385 \$	403 \$
Passifs des régimes à prestations déterminées (note 27)	368	390
Remise en état des sites d'usines de gaz (notes 8 iv), 14 et 34)	96	109
Billet de la société Waneta (notes 31 et 33)	56	53
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	49	37
Coûts liés à la remise en état finale de mines et à un régime de soins de santé de retraités (notes 8 ix) et 34)	39	34
Dépôts de clients	38	26
Passifs du régime de rémunération différé (note 9)	25	21
Passifs liés aux UAD, aux UAR et aux DVATI (note 23)	20	17
Juste valeur des instruments dérivés (note 31)	13	13
Autres passifs	63	38
	<b>1 152 \$</b>	<b>1 141 \$</b>

Le billet de la société Waneta ne porte pas intérêt et a une valeur nominale de 72 millions \$. Au 31 décembre 2015, sa valeur actualisée nette était de 56 millions \$ (53 millions \$ au 31 décembre 2014). 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 le 1<sup>er</sup> avril 2020, au cinquième anniversaire de la date de mise en activité commerciale de l'Expansion Waneta.

Au 31 décembre 2015, UNS Energy, Central Hudson et FortisBC Electric avaient comptabilisé des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

Les autres passifs comprennent principalement les charges à payer à long terme, les produits de location reportés, les fonds reçus en prévision de dépenses et les économies d'impôts non comptabilisées.

## 18. ACTIONS ORDINAIRES

Les actions ordinaires émises au cours de l'exercice sont comme suit :

	2015		2014	
	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions)	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions)
Solde au début de l'exercice	275 997	5 667 \$	213 165	3 783 \$
Conversion de débentures convertibles	24	1	58 545	1 747
Régime de réinvestissement des dividendes	4 272	157	2 495	82
Régime d'achat d'actions de consommateurs	28	1	33	1
Régime d'achat d'actions à l'intention du personnel	356	13	384	12
Régimes d'options sur actions	885	28	1 375	42
Solde à la fin de l'exercice	<b>281 562</b>	<b>5 867 \$</b>	275 997	5 667 \$

### Débentures convertibles

Pour financer une partie de l'acquisition de UNS Energy, en janvier 2014, Fortis a conclu la vente de débentures subordonnées convertibles non garanties à 4 %, représentées par des reçus de versement, pour un montant en capital global de 1,8 milliard \$ (les « débentures convertibles »). Les débentures convertibles ont été vendues au prix de 1 000 \$ l'unité, payable par versements, dont une tranche de 333 \$ a été payée à la clôture en janvier 2014 et la tranche restante, soit 667 \$, a été payée le 27 octobre 2014 (la « date du versement final »). Avant la date du versement final, les débentures convertibles étaient représentées par des reçus de versement qui étaient cotés à la TSX sous le symbole « FTS.IR ». Étant donné que la date du versement final est tombée avant le premier anniversaire de la clôture du placement, les porteurs de débentures convertibles ont reçu, en plus du paiement de l'intérêt couru et impayé, un paiement compensatoire représentant les intérêts qui auraient été accumulés à compter du jour suivant la date du versement final jusqu'au 9 janvier 2015, inclusivement. Des intérêts débiteurs liés aux débentures convertibles, y compris le paiement compensatoire, d'environ 72 millions \$ (51 millions \$ après impôts) ont été comptabilisés en 2014 (note 25).

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

### 18. ACTIONS ORDINAIRES (suite)

#### Débetures convertibles (suite)

Au gré des porteurs, chaque débeture convertible était convertible 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 convertibles. Le 28 octobre 2014, environ 58,2 millions d'actions ordinaires de Fortis ont été émises, ce qui représente la conversion en actions ordinaires de plus de 99 % des débetures convertibles. Au 31 décembre 2015, un total d'environ 58,6 millions d'actions ordinaires de Fortis avaient été émises par suite de la conversion des débetures convertibles, pour un produit de 1,748 milliard \$, moins les charges après impôts. Le produit net a servi au financement d'une partie de l'acquisition de UNS Energy (note 29).

### 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 2015, le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation a été de 278,6 millions et en 2014, de 225,6 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 :

	2015							
	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions)			Nombre moyen pondéré d'actions (en millions)	RPA			Total
	Activités poursuivies	Activités abandonnées	Total		Activités poursuivies	Activités abandonnées	Total	
<b>RPA de base</b>	<b>728 \$</b>	<b>– \$</b>	<b>728 \$</b>	<b>278,6</b>	<b>2,61 \$</b>	<b>– \$</b>	<b>2,61 \$</b>	
Incidence des titres potentiellement dilutifs :								
Options sur actions	–	–	–	0,7				
Actions privilégiées	10	–	10	5,4				
<b>RPA dilué</b>	<b>738 \$</b>	<b>– \$</b>	<b>738 \$</b>	<b>284,7</b>	<b>2,59 \$</b>	<b>– \$</b>	<b>2,59 \$</b>	
	2014							
	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions)			Nombre moyen pondéré d'actions (en millions)	RPA			Total
	Activités poursuivies	Activités abandonnées	Total		Activités poursuivies	Activités abandonnées	Total	
<b>RPA de base</b>	<b>312 \$</b>	<b>5 \$</b>	<b>317 \$</b>	<b>225,6</b>	<b>1,39 \$</b>	<b>0,02 \$</b>	<b>1,41 \$</b>	
Incidence des titres potentiellement dilutifs :								
Options sur actions	–	–	–	0,5				
Actions privilégiées	10	–	10	6,9				
	322	5	327	233,0				
Moins effets antidilutifs :								
Actions privilégiées	(10)	–	(10)	(6,9)				
<b>RPA dilué</b>	<b>312 \$</b>	<b>5 \$</b>	<b>317 \$</b>	<b>226,1</b>	<b>1,38 \$</b>	<b>0,02 \$</b>	<b>1,40 \$</b>	



## 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		2015		2014	
Actions privilégiées de premier rang	Dividende annuel par action	Nombre d'actions	Montant (en millions)	Nombre d'actions	Montant (en millions)
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)3)</sup>	0,6250 \$	7 024 846	172	10 000 000	245
Série I <sup>4)</sup>		2 975 154	73	–	–
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	10 000 000	244
Série M <sup>2)</sup>	1,0250 \$	24 000 000	591	24 000 000	591
		<b>74 193 500</b>	<b>1 820 \$</b>	74 193 500	1 820 \$

<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.

<sup>3)</sup> Le taux fixe du dividende annuel par action pour les actions privilégiées de premier rang, série H a été rétabli, passant de 1,0625 \$ à 0,6250 \$, pour la période de cinq ans du 1<sup>er</sup> juin 2015, inclusivement, au 1<sup>er</sup> juin 2020, exclusivement.

<sup>4)</sup> Actions privilégiées à taux d'intérêt variable sur cinq ans rachetables à dividende cumulatif. Le taux de dividende trimestriel variable sera rétabli tous les trimestres selon le taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à trois mois alors en vigueur, majoré de 1,45 %.

En septembre 2014, la Société a émis 24 millions d'actions privilégiées rachetables de premier rang à dividende cumulatif à taux fixe rétabli de série M (les « actions privilégiées de premier rang de série M ») à un prix d'achat de 25,00 \$ l'action pour un produit net, après impôts, de 591 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 de série G, de série H, de série K et de série M donnent droit à des dividendes en espèces fixes et cumulatifs de respectivement 0,9708 \$, 0,6250 \$, 1,0000 \$ et 1,0250 \$ l'action pour chaque année au moment où ils sont déclarés et de la manière indiquée 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 2020, exclusivement, jusqu'au 1<sup>er</sup> mars 2019, exclusivement, et jusqu'au 1<sup>er</sup> décembre 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 2020, au 1<sup>er</sup> mars 2019 et au 1<sup>er</sup> décembre 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, de série K et de série M auront 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 de série G, de série H, de série K et de série M, 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 %, 2,05 % et 2,48 %.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

### 20. ACTIONS PRIVILÉGIÉES (suite)

À chacune des dates de conversion des actions privilégiées de premier rang de série H, de série K et de série M, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série H, de série K et de série M auront le droit, à leur gré, de convertir une partie ou la totalité de leurs actions privilégiées de premier rang de série H, de série K et de série M en un nombre égal d'actions privilégiées rachetables de premier rang à dividende cumulatif à taux d'intérêt variable respectivement de série I, de série L et de série N. Le 1<sup>er</sup> juin 2015, 2 975 154 des 10 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série H ont été converties, à raison d'une contre une, en actions privilégiées de premier rang, série I. Par suite de la conversion, le nombre d'actions privilégiées de premier rang, série H et le nombre d'actions privilégiées de premier rang, série I émises et en circulation de Fortis se chiffraient respectivement à 7 024 846 et 2 975 154.

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang, série I ont le droit de recevoir un dividende en espèces cumulatif à taux variable au moment où il est déclaré et de la manière indiquée par le conseil d'administration de la Société, pour la période de cinq ans ouverte après le 1<sup>er</sup> juin 2015. Le taux de dividende trimestriel variable sera rétabli tous les trimestres selon le taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à trois mois alors en vigueur, majoré de 1,45 %. Les porteurs des actions privilégiées de premier rang de série L et de série N ont 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 L et série N sera égal au rendement annuel moyen exprimé en pourcentage des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 3 mois, majoré respectivement de 2,05 % et 2,48 %.

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.

### 21. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Les autres éléments du résultat étendu découlent des éléments non comptabilisés dans l'état des résultats consolidé. La variation du cumul des autres éléments du résultat étendu par catégorie s'établit comme suit.

<i>(en millions)</i>	2015		
	Solde d'ouverture 1 <sup>er</sup> janvier	Variation nette	Solde de clôture 31 décembre
<b>Gains nets de change latents (pertes nettes de change latentes) :</b>			
Gains de change latents sur les investissements nets dans des établissements à l'étranger	273 \$	1 008 \$	1 281 \$
Pertes sur couvertures d'investissements nets dans des établissements à l'étranger	(131)	(345)	(476)
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	2	(1)	1
	144	662	806
<b>Placement disponible à la vente : (notes 9, 28 et 31)</b>			
Pertes latentes sur les placements disponibles à la vente	–	(2)	(2)
<b>Couvertures de flux de trésorerie : (note 31)</b>			
Variation nette de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	1	2	3
Charge d'impôts sur les bénéfices	–	(1)	(1)
	1	1	2
<b>Gains latents (pertes latentes) au titre des avantages sociaux futurs : (note 27)</b>			
Coûts liés aux services passés non amortis	(2)	1	(1)
Pertes actuarielles nettes non amorties	(20)	–	(20)
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	6	–	6
	(16)	1	(15)
<b>Cumul des autres éléments du résultat étendu</b>	<b>129 \$</b>	<b>662 \$</b>	<b>791 \$</b>

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

(en millions)	2014		
	Solde d'ouverture 1 <sup>er</sup> janvier	Variation nette	Solde de clôture 31 décembre
<b>(Pertes nettes de change latentes) gains nets de change latents :</b>			
(Pertes de change latentes) gains de change latents sur les investissements nets dans des établissements à l'étranger	(60) \$	333 \$	273 \$
Pertes sur couvertures d'investissements nets dans des établissements à l'étranger	–	(131)	(131)
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	–	2	2
	(60)	204	144
<b>Couvertures de flux de trésorerie : (note 31)</b>			
Variation nette de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	–	1	1
<b>Couvertures de flux de trésorerie abandonnées :</b>			
Pertes nettes sur instruments dérivés abandonnés à titre de couvertures de flux de trésorerie	(1)	1	–
<b>(Pertes latentes) gains latents au titre des avantages sociaux futurs : (note 27)</b>			
Coûts liés aux services passés non amortis	(3)	1	(2)
Pertes actuarielles nettes non amorties	(9)	(11)	(20)
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	1	5	6
	(11)	(5)	(16)
<b>Cumul des autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(72) \$</b>	<b>201 \$</b>	<b>129 \$</b>

## 22. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

(en millions)	2015	2014
Société Waneta	335 \$	316 \$
Caribbean Utilities	122	88
Société en commandite Mount Hayes	10	11
Actions privilégiées de Newfoundland Power	6	6
	<b>473 \$</b>	<b>421 \$</b>

## 23. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION À BASE D'ACTION

### 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 2015, 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, et il 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 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.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

### 23. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION À BASE D' ACTIONS (suite)

#### Options sur actions (suite)

Les options suivantes ont été attribuées en 2015 et en 2014. La juste valeur des options attribuées a été estimée à la date d'attribution selon le modèle de Black et Scholes et d'après les hypothèses suivantes :

	2015	2014		
	Mars	Août	Juin	Février
Options attribuées (en nombre)	<b>667 244</b>	12 216	23 584	925 172
Prix d'exercice (en dollars) <sup>1)</sup>	<b>39,25</b>	33,44	32,23	30,73
Juste valeur à la date d'attribution (en dollars)	<b>2,46</b>	2,47	2,69	3,53
Hypothèses :				
Rendement de l'action (%) <sup>2)</sup>	<b>3,6</b>	3,8	3,8	3,8
Volatilité prévue (%) <sup>3)</sup>	<b>14,6</b>	15,7	15,9	20,3
Taux d'intérêt sans risque (%) <sup>4)</sup>	<b>0,90</b>	1,45	1,52	1,69
Durée de vie moyenne pondérée prévue (en années) <sup>5)</sup>	<b>5,5</b>	5,5	5,5	5,5

<sup>1)</sup> Cours moyen pondéré en fonction des volumes des cinq jours précédant immédiatement la date d'attribution.

<sup>2)</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>3)</sup> Selon les données historiques sur une période correspondant à la durée de vie moyenne pondérée prévue des options.

<sup>4)</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>5)</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.

Le tableau ci-dessous résume les renseignements sur les options sur actions pour 2015.

	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 2015	4 705 935	30,27 \$	2 148 380	3,84 \$
Attribuées	667 244	39,25 \$	667 244	2,46 \$
Exercées	(885 242)	27,55 \$	s. o.	s. o.
Acquises	s. o.	s. o.	(828 547)	4,01 \$
Annulées/éteintes	(71 483)	33,16 \$	(50 545)	3,49 \$
Options en cours au 31 décembre 2015	<b>4 416 454</b>	<b>32,12 \$</b>	<b>1 936 532</b>	<b>3,30 \$</b>
Options acquises au 31 décembre 2015 <sup>2)</sup>	<b>2 479 922</b>	<b>30,22 \$</b>		

<sup>1)</sup> Au 31 décembre 2015, une charge de rémunération non comptabilisée totalisant 6 millions \$ était liée aux options sur actions dont les droits n'étaient pas encore acquis, laquelle devrait être comptabilisée sur une période moyenne pondérée d'environ trois ans.

<sup>2)</sup> Au 31 décembre 2015, la durée résiduelle moyenne pondérée des options dont les droits étaient acquis était de quatre ans et ces options avaient une valeur intrinsèque totale de 18 millions \$.

Le tableau ci-dessous présente d'autres renseignements sur les options sur actions pour 2015 et 2014.

(en millions)	2015	2014
Charge liée aux options sur actions comptabilisée	<b>3 \$</b>	3 \$
Options sur actions exercées :		
Trésorerie encaissée au titre du prix d'exercice	<b>24</b>	36
Valeur intrinsèque réalisée par les employés	<b>10</b>	12
Juste valeur des options dont les droits ont été acquis	<b>3</b>	3

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

### 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 trimestriels 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	2015	2014
UAD en cours au début de l'exercice	176 124	203 172
Attribuées	28 737	29 279
Attribuées – dividendes fictifs réinvestis	7 037	8 526
UAD réglées	(44 136)	(64 853)
UAD en cours à la fin de l'exercice	167 762	176 124

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, une charge de 1 million \$ (3 millions \$ en 2014) a été comptabilisée en résultat relativement au régime d'UAD.

En 2015, 44 136 UAD d'administrateurs retraités ou décédés ont été rachetées à un prix moyen pondéré de 37,58 \$ par UAD, soit un montant total d'environ 2 millions \$.

Au 31 décembre 2015, le passif lié aux UAD en cours était comptabilisé au cours moyen pondéré en fonction des volumes des cinq derniers jours de Bourse de 2015 de l'action ordinaire de la Société, qui était de 37,72 \$, soit un total de 6 millions \$ (7 millions \$ au 31 décembre 2014), et il est compris dans les autres passifs à long terme (note 17).

### Régimes d'UAR

Les régimes d'UAR de la Société sont une composante de la rémunération à long terme attribuée aux membres de la haute direction de la Société et de ses filiales. Au 31 décembre 2015, la Société offrait le régime d'UAR de 2013 et le régime d'UAR de 2015. En outre, certaines filiales de la Société ont adopté des régimes d'unités d'actions similaires conçus sur le modèle des régimes de la Société. Chaque UAR correspond à une unité ayant une valeur sous-jacente égale à la valeur d'une action ordinaire de la Société et donne droit au cumul de dividendes sur actions ordinaires fictifs équivalant à ceux déclarés par le conseil d'administration de la Société.

Les UAR sont assujetties à une période d'acquisition des droits et de rendement 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. La valeur des attributions est établie en multipliant le nombre d'unités en circulation à la fin de la période de rendement par le cours moyen pondéré en fonction des volumes de l'action ordinaire de la Société des cinq jours de Bourse précédant l'échéance des droits aux UAR et par un pourcentage du versement s'établissant dans une fourchette de 0 % à 150 %.

Le pourcentage du versement pour les UAR se fonde sur le rendement de la Société sur une période de trois ans, établi principalement selon : i) le rendement total pour les actionnaires de la Société par rapport à celui d'un groupe prédéfini de sociétés comparables; et ii) le taux de croissance annuel composé cumulatif du résultat par action ordinaire de la Société ou, pour certaines filiales, le bénéfice net cumulé de la filiale comparé à la cible établie au moment de l'attribution. Au 31 décembre 2015, les pourcentages du versement pour les régimes d'UAR de 2013 et de 2015 s'établissaient dans une fourchette de 96 % à 118 %.

Le tableau ci-dessous résume les renseignements sur les UAR pour 2015 et 2014.

Nombre d'UAR	2015	2014
UAR en cours au début de l'exercice	481 700	257 419
Attribuées	276 381	261 737
Attribuées – dividendes fictifs réinvestis	25 687	17 691
UAR réglées	(83 637)	(33 559)
UAR annulées/éteintes	(5 745)	(21 588)
UAR en cours à la fin de l'exercice	694 386	481 700

En janvier 2015, 68 759 UAR ont été payées à l'ancien président et chef de la direction de la Société au prix de 38,90 \$ par UAR, soit un montant total d'environ 3 millions \$. Le paiement visait les droits aux UAR qui avaient été attribués en mars 2012, et l'ancien président et chef de la direction respectait les conditions de paiement établies par le comité des ressources humaines du conseil d'administration. En raison de la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers, 14 878 UAR ont été payées à certains employés en octobre 2015 à un pourcentage de versement de 100 % en vertu du régime d'UAR de 2013 et en vertu du régime d'UAR de 2015 au prix de 38,48 \$ par UAR, pour un montant total de 1 million \$.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

### 23. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION À BASE D' ACTIONS (suite)

#### Régimes d'UAR (suite)

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, des charges d'environ 12 millions \$ (7 millions \$ en 2014) ont été comptabilisées en résultat relativement aux régimes d'UAR, et une charge de rémunération totalisant 9 millions \$ liée à des UAR dont les droits n'étaient pas encore acquis n'a pas été comptabilisée, laquelle devrait être comptabilisée sur une période moyenne pondérée d'environ deux ans.

Au 31 décembre 2015, la valeur intrinsèque totale des UAR en cours s'établissait à 28 millions \$ et leur durée contractuelle moyenne pondérée était d'environ un an. Le passif lié aux UAR en cours était comptabilisé au cours moyen pondéré en fonction des volumes des cinq derniers jours de Bourse de 2015 de l'action ordinaire de la Société, qui était de 37,72 \$, soit un total de 19 millions \$ (10 millions \$ au 31 décembre 2014), et il est compris dans les créditeurs et autres passifs à court terme et les autres passifs à long terme (notes 14 et 17).

#### Régimes de DVATI

En février 2015, le conseil d'administration de la Société a approuvé le régime de DVATI de 2015 en date du 1<sup>er</sup> janvier 2015. Le régime de DVATI de 2015 de la Société est une composante de la rémunération à long terme attribuée aux membres de la haute direction de la Société et de ses filiales. Chaque DVATI 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 pourrait être versé. Chaque DVATI donne droit au cumul de dividendes sur actions ordinaires fictifs équivalant à ceux déclarés par le conseil d'administration de la Société.

Nombre de DVATI	2015
Attribuées	59 462
Attribuées – dividendes fictifs réinvestis	2 150
DVATI annulées/éteintes	(2 872)
DVATI en cours à la fin de l'exercice	58 740

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, des charges d'environ 1 million \$ ont été comptabilisées en résultat relativement aux régimes de DVATI et une charge de rémunération totalisant environ 1 million \$ liée à des DVATI dont les droits n'étaient pas encore acquis n'a pas été comptabilisée, laquelle devrait être comptabilisée sur une période moyenne pondérée d'environ deux ans.

Au 31 décembre 2015, le passif lié aux DVATI en cours était comptabilisé au cours moyen pondéré en fonction des volumes des cinq derniers jours de Bourse de 2015 de l'action ordinaire de la Société, qui était de 37,72 \$, soit un total de 1 million \$, et il est compris dans les autres passifs à long terme (note 17).

### 24. AUTRES REVENUS (CHARGES), MONTANT NET

(en millions)	2015	2014
Gain net à la vente d'actifs d'immeubles commerciaux et d'actifs hôteliers (note 28) <sup>1)</sup>	109 \$	– \$
Gain à la vente d'actifs de production non réglementés (note 28) <sup>2)</sup>	56	–
Composante capitaux propres de la PFUPC	23	11
Gain net de change	13	8
Intérêts créditeurs	8	13
Perte sur règlement de questions d'expropriation (note 9)	(9)	–
Charges liées à une acquisition (notes 29 et 35)	(10)	(25)
Avantages revenant aux clients et aux communautés relatifs à des acquisitions (notes 8 xvii) et 29)	–	(33)
Autres	(3)	1
	187 \$	(25) \$

<sup>1)</sup> Compte tenu de charges de 23 millions \$ liées à la vente.

<sup>2)</sup> Compte tenu de charges et de l'incidence de change liées à la vente de 6 millions \$.

Le gain net de change est lié à la conversion en dollars canadiens de l'ancien autre actif à long terme de la Société libellé en dollars américains représentant la valeur comptable de la participation expropriée de la Société dans Belize Electricity, jusqu'à la date de règlement des questions d'expropriation en août 2015 (note 9). Par suite du règlement, la Société a comptabilisé une perte d'environ 9 millions \$ en 2015. Les gains et les pertes de change latents relatifs à la participation de 33 % de la Société dans Belize Electricity sont comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu dans le bilan.

Les charges liées aux acquisitions et les avantages revenant aux clients et aux communautés relatifs à une acquisition de 2014 sont associés à l'acquisition de UNS Energy (note 29).

### 25. FRAIS FINANCIERS

<i>(en millions)</i>	2015	2014
Intérêts – Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières	572 \$	482 \$
– Emprunts à court terme	8	20
– Débentures convertibles (note 18)	–	72
Composante passif de la PFUPC	(27)	(27)
	<b>553 \$</b>	<b>547 \$</b>

### 26. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

#### Impôts reportés

Les impôts reportés sont comptabilisés à l'égard des écarts temporaires. Le tableau suivant présente les composantes importantes des actifs et des passifs d'impôts reportés.

<i>(en millions)</i>	2015	2014
<b>Actifs d'impôts reportés, montant brut</b>		
Perte fiscale et reports en avant de crédits d'impôt	387 \$	376 \$
Passifs réglementaires	210	186
Avantages sociaux futurs	116	108
Coûts d'émission d'actions et de financement de la dette	13	20
Pertes de change latentes sur la dette à long terme	65	17
Autres	45	70
	<b>836</b>	<b>777</b>
Provision pour moins-value des actifs d'impôts reportés	(73)	(24)
<b>Actifs d'impôts reportés, montant net</b>	<b>763 \$</b>	<b>753 \$</b>
<b>Passifs d'impôts reportés, montant brut</b>		
Immobilisations de services publics	(2 575) \$	(2 096) \$
Actifs réglementaires	(201)	(204)
Immobilisations autres que de services publics	–	(40)
Actifs incorporels	(37)	(39)
	<b>(2 813)</b>	<b>(2 379)</b>
<b>Passif d'impôts reportés, montant net</b>	<b>(2 050) \$</b>	<b>(1 626) \$</b>

L'actif d'impôts reportés lié aux pertes de change latentes sur la dette à long terme reflète des pertes en capital de 65 millions \$ au 31 décembre 2015 (17 millions \$ au 31 décembre 2014). L'actif d'impôts reportés ne peut servir qu'à l'égard de gains en capital compensatoires de la Société. La direction est d'avis qu'il est plus probable qu'improbable que Fortis ne puisse pas générer de gains en capital dans l'avenir et, par conséquent, la Société a constaté une provision pour moins-value de 65 millions \$ en réduction de l'actif d'impôts reportés au 31 décembre 2015 (17 millions \$ au 31 décembre 2014). En se fondant sur les tendances historiques des bénéfices imposables de Fortis, la direction croit que Fortis générera suffisamment de bénéfices dans l'avenir pour réaliser tous les autres actifs d'impôts reportés.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

## 26. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES (suite)

### Économies d'impôts non comptabilisées

Le tableau ci-dessous présente la variation des économies d'impôts non comptabilisées pour 2015 et 2014.

(en millions)	2015	2014
<b>Total des économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice</b>	<b>11 \$</b>	3 \$
Ajouts liés à l'exercice considéré	1	7
Ajustements liés aux exercices précédents	1	1
<b>Total des économies d'impôts non constatées à la fin de l'exercice</b>	<b>13 \$</b>	11 \$

Certaines économies d'impôts non comptabilisées, si elles étaient comptabilisées, réduiraient la charge d'impôts de 1 million \$ en 2015. Fortis n'a pas comptabilisé de charge d'impôts en 2015 et 2014 quant à des avantages fiscaux non comptabilisés.

Les composantes de la charge d'impôts sur les bénéfices étaient les suivantes :

(en millions)	2015	2014
<b>Au Canada</b>		
Impôts exigibles	59 \$	43 \$
Impôts reportés	113	64
Moins : ajustements réglementaires	(100)	(67)
	13	(3)
Total au Canada	72 \$	40 \$
<b>À l'étranger</b>		
Impôts reportés	151	26
Total à l'étranger	151 \$	26 \$
<b>Charge d'impôts sur les bénéfices</b>	<b>223 \$</b>	66 \$

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)	2015	2014
Taux d'imposition fédéral et provincial canadien combiné prévu par la loi	27,5 %	29,0 %
Taux d'imposition prévu par la loi appliqué au bénéfice avant impôts sur les bénéfices	292 \$	131 \$
Écart entre le taux canadien prévu par la loi et les taux applicables aux filiales étrangères	(7)	(23)
Écart entre les taux d'imposition provinciaux canadiens prévus par la loi applicables aux filiales de différents territoires canadiens	(4)	(10)
Éléments capitalisés aux fins comptables, mais passés en charges aux fins fiscales	(39)	(26)
Écart entre le gain tiré de la vente des actifs aux fins comptables et les montants calculés aux fins fiscales	(18)	–
Modifications aux taux d'imposition et aux lois fiscales	13	–
Autres	(14)	(6)
<b>Charge d'impôts sur les bénéfices</b>	<b>223 \$</b>	66 \$
<b>Taux d'imposition effectif</b>	<b>21,0 %</b>	14,6 %



## Notes afférentes aux états financiers consolidés

En 2015, le taux d'imposition fédéral et provincial canadien combiné prévu par la loi de la Société a diminué, passant de 29,0 % à 27,5 %. Cette modification découle de la prise en compte du bénéfice imposable de la société Waneta, qui est imposable dans la province de la Colombie-Britannique à un taux d'imposition provincial inférieur, et de l'augmentation de la charge d'impôts sur les bénéfices d'environ 3 millions \$ en 2015, à la suite de la réévaluation des actifs d'impôts reportés. De plus, en raison d'une modification de la loi fiscale de l'État de New York en 2015, les bénéfices de UNS Energy doivent être inclus dans la déclaration fiscale combinée de l'État de New York. Par conséquent, les soldes d'impôts reportés ont été ajustés pour tenir compte de l'incidence de cette modification de la loi fiscale, entraînant une hausse de la charge d'impôts sur les bénéfices d'environ 10 millions \$ en 2015.

Au 31 décembre 2015, la Société avait les comptes de reports d'impôts ci-dessous :

<i>(en millions)</i>	Échéance	Montant
<b>Au Canada</b>		
Pertes en capital	s. o.	15 \$
Pertes autres qu'en capital	2025 – 2035	129
Autres crédit d'impôt	2026 – 2035	2
		<b>146</b>
Montants non comptabilisés dans les états financiers consolidés		<b>(15)</b>
		<b>131 \$</b>
<b>À l'étranger</b>		
Pertes en capital	2017	12 \$
Pertes d'exploitation nettes – fédéral et États	2031 – 2034	653
Autres crédits d'impôt	2016 – 2035	69
Crédit au titre de l'impôt minimum de remplacement	s. o.	64
		<b>798</b>
Montants non comptabilisés dans les états financiers consolidés		<b>(17)</b>
		<b>781</b>
<b>Total des reports d'impôts</b>		<b>912 \$</b>

Au 31 décembre 2015, les reports d'impôts comptabilisés dans les états financiers consolidés de la Société totalisaient environ 912 millions \$ (1 093 millions \$ au 31 décembre 2014).

La Société et une ou plusieurs de ses filiales sont imposées au Canada, aux États-Unis et dans d'autres territoires. Les principaux territoires où la Société est assujettie à un contrôle fiscal potentiel comprennent les États-Unis (palier fédéral, Arizona et New York) et le Canada (palier fédéral et Colombie-Britannique). Les années d'imposition de 2010 à 2015 de la Société peuvent toujours faire l'objet d'un contrôle fiscal dans les territoires canadiens, et les années d'imposition de 2011 à 2015, dans les territoires des États-Unis. Actuellement, la Société ne fait l'objet d'aucun contrôle fiscal dans ces territoires.

## 27. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La Société et ses filiales maintiennent chacune un régime ou une combinaison de régimes de retraite à prestations déterminées, de régimes de retraite à cotisations déterminées et de régimes d'ACR. Pour ce qui est des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR, l'obligation au titre des prestations et la juste valeur des actifs des régimes sont évaluées aux fins comptables en date du 31 décembre de chaque année.

Les régimes de retraite doivent faire l'objet d'évaluations actuarielles pour établir les obligations de capitalisation des régimes de retraite au moins tous les trois ans pour les filiales de Fortis au Canada et dans les Caraïbes. La plus récente évaluation actuarielle est en date du 31 décembre 2012 pour FortisBC Energy (régime des employés non syndiqués), FortisAlberta et Caribbean Utilities; du 31 décembre 2013 pour FortisBC Electric et FortisBC Energy (régimes des employés syndiqués); et du 31 décembre 2014 pour Newfoundland Power, FortisOntario et la Société.

UNS Energy et Central Hudson réalisent des évaluations actuarielles annuelles, étant donné que leurs obligations de capitalisation se fondent sur le maintien de pourcentages de capitalisation cibles annuels. UNS Energy et Central Hudson ont toutes deux respecté les exigences minimales de capitalisation.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

### 27. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS (suite)

La politique de placement de la Société vise à assurer que les actifs des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR, de même que les cotisations prévues, sont investis de façon prudente et économique afin de satisfaire du mieux possible aux obligations des régimes envers les membres. L'objectif de placement des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR est de maximiser le rendement afin d'optimiser la situation de capitalisation des régimes et de réduire au minimum les coûts à long terme pour la Société, comme évalués à la fois d'après les cotisations au comptant et d'après les charges au titre des régimes à prestations déterminées et des régimes d'ACR pour les besoins des états financiers consolidés.

La ventilation moyenne pondérée des actifs des régimes de retraite à prestations déterminées consolidés et des régimes d'ACR de la Société était la suivante.

Actifs des régimes aux 31 décembre (%)	Répartition		2014
	cible en 2015	2015	
Titres de participation	50	51	49
Titres à revenu fixe	46	44	46
Titres immobiliers	4	4	4
Trésorerie et autres	–	1	1
	100	100	100

Les évaluations à la juste valeur des actifs des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR selon la hiérarchie des justes valeurs, comme définie à la note 31, se présentaient comme suit :

#### Juste valeur des actifs des régimes au 31 décembre 2015

(en millions)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Titres de participation	417 \$	922 \$	– \$	1 339 \$
Titres à revenu fixe	–	1 166	–	1 166
Titres immobiliers	–	14	97	111
Titres de sociétés fermées	–	–	10	10
Trésorerie et autres	3	18	–	21
	420 \$	2 120 \$	107 \$	2 647 \$

#### Juste valeur des actifs des régimes au 31 décembre 2014

(en millions)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Titres de participation	352 \$	806 \$	– \$	1 158 \$
Titres à revenu fixe	23	1 069	–	1 092
Titres immobiliers	–	11	85	96
Titres de sociétés fermées	–	–	8	8
Trésorerie et autres	6	10	–	16
	381 \$	1 896 \$	93 \$	2 370 \$

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 2015 et 2014.

(en millions)	2015	2014
<b>Solde au début de l'exercice</b>	<b>93 \$</b>	62 \$
Actifs pris en charge par suite d'une acquisition	–	24
Rendement réel des actifs des régimes détenus à la fin de l'exercice	9	6
Incidence de la conversion des devises	5	–
Achats, ventes et règlements	–	1
<b>Solde à la fin de l'exercice</b>	<b>107 \$</b>	93 \$

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Le tableau suivant présente la composition des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes 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	
	2015	2014	2015	2014
<b>Variation de l'obligation au titre des prestations<sup>1)</sup></b>				
Solde au début de l'exercice	2 604 \$	1 724 \$	564 \$	417 \$
Passifs pris en charge par suite d'une acquisition	–	403	–	83
Coûts des services	68	43	17	11
Cotisations des employés	17	17	1	1
Intérêts débiteurs	109	90	23	21
Prestations versées	(118)	(101)	(21)	(15)
(Gains actuariels) pertes actuarielles	(102)	335	(50)	27
Crédits liés aux services passés / modifications des régimes	–	–	(10)	–
Incidence de la conversion des devises	250	93	50	19
Solde à la fin de l'exercice <sup>2)</sup>	2 828 \$	2 604 \$	574 \$	564 \$
<b>Variation de la valeur des actifs des régimes</b>				
Solde au début de l'exercice	2 216 \$	1 541 \$	154 \$	121 \$
Actifs pris en charge par suite d'une acquisition	–	373	–	13
Rendement réel des actifs des régimes	30	236	–	11
Prestations versées	(118)	(101)	(21)	(15)
Cotisations des employés	17	17	1	1
Cotisations de l'employeur	99	70	17	11
Incidence de la conversion des devises	222	80	30	12
Solde à la fin de l'exercice	2 466 \$	2 216 \$	181 \$	154 \$
<b>Situation de capitalisation</b>	<b>(362) \$</b>	<b>(388) \$</b>	<b>(393) \$</b>	<b>(410) \$</b>

<sup>1)</sup> Les montants reflètent l'obligation au titre des prestations projetées 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 2 595 millions \$ au 31 décembre 2015 (2 378 millions \$ au 31 décembre 2014).

Le tableau ci-dessous présente les actifs et les passifs au titre des avantages sociaux futurs et leur classement dans le bilan consolidé.

(en millions)	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2015	2014	2015	2014
<b>Actif</b>				
Actifs des régimes de retraite à prestations déterminées :				
Autres actifs à long terme	11 \$	6 \$	– \$	– \$
<b>Passif</b>				
Passifs des régimes de retraite à prestations déterminées :				
À court terme (note 14)	5	4	–	–
Autres passifs à long terme (note 17)	368	390	–	–
Passifs des régimes d'ACR :				
À court terme (note 14)	–	–	8	7
Autres passifs à long terme (note 17)	–	–	385	403
<b>Passif net</b>	<b>362 \$</b>	<b>388 \$</b>	<b>393 \$</b>	<b>410 \$</b>

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

### 27. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS (suite)

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	
	2015	2014	2015	2014
<b>Composantes du coût net au titre des prestations constituées</b>				
Coûts des services	68 \$	43 \$	17 \$	11 \$
Intérêts débiteurs	109	90	23	21
Rendement prévu des actifs des régimes	(140)	(106)	(12)	(9)
Amortissement des pertes actuarielles	57	32	5	3
Amortissement des crédits liés aux services passés / modifications des régimes	–	(1)	(5)	(3)
Amortissement de l'obligation transitoire (des actifs)	2	2	(7)	(6)
Ajustements réglementaires	1	11	6	4
<b>Coût net au titre des prestations</b>	<b>97 \$</b>	<b>71 \$</b>	<b>27 \$</b>	<b>21 \$</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 2015 et 2014, 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	
	2015	2014	2015	2014
Pertes actuarielles nettes non amorties	16 \$	16 \$	4 \$	4 \$
Coûts des services passés non amortis	1	–	–	2
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	(5)	(5)	(1)	(1)
<b>Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 21)</b>	<b>12 \$</b>	<b>11 \$</b>	<b>3 \$</b>	<b>5 \$</b>
Pertes actuarielles nettes	513 \$	513 \$	41 \$	95 \$
Crédits liés aux services passés	–	–	(33)	(43)
Montants reportés en raison de mesures prises par les organismes de réglementation	23	18	39	39
	<b>536 \$</b>	<b>531 \$</b>	<b>47 \$</b>	<b>91 \$</b>
Actifs réglementaires (note 8 ii))	536 \$	531 \$	91 \$	149 \$
Passifs réglementaires (note 8 ii))	–	–	(44)	(58)
<b>Actifs réglementaires, montant net</b>	<b>536 \$</b>	<b>531 \$</b>	<b>47 \$</b>	<b>91 \$</b>

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	
	2015	2014	2015	2014
Pertes actuarielles nettes (gains actuariels nets) de l'exercice considéré	– \$	9 \$	(1) \$	3 \$
Crédits liés aux services passés / modifications des régimes	–	–	(1)	(1)
Amortissement des gains actuariels (des pertes actuarielles)	1	(1)	–	–
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	–	(4)	–	(1)
<b>Total comptabilisé dans le résultat étendu</b>	<b>1 \$</b>	<b>4 \$</b>	<b>(2) \$</b>	<b>1 \$</b>
Actifs pris en charge par suite d'une acquisition	– \$	79 \$	– \$	6 \$
Pertes actuarielles nettes (gains actuariels nets) de l'exercice considéré	8	197	(28)	23
Crédits liés aux services passés / modifications des régimes	–	–	(10)	–
Amortissement des pertes actuarielles	(56)	(31)	(5)	(5)
Amortissement des coûts liés aux services passés	(1)	(1)	(2)	(3)
Incidence de la conversion des devises	49	14	(6)	(4)
Ajustements réglementaires	5	(37)	7	(1)
<b>Total comptabilisé au titre des actifs réglementaires</b>	<b>5 \$</b>	<b>221 \$</b>	<b>(44) \$</b>	<b>16 \$</b>

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Des pertes actuarielles nettes de 1 million \$ devraient être amorties en les sortant du cumul des autres éléments du résultat étendu pour les inclure dans le coût net au titre des prestations constituées en 2016 à l'égard des régimes de retraite à prestations déterminées.

Des pertes actuarielles nettes de 47 millions \$, des crédits liés aux services passés de 1 million \$ et des ajustements réglementaires de 2 millions \$ devraient être amortis en les sortant des actifs réglementaires pour les inclure dans le coût net au titre des prestations constituées en 2016 à l'égard des régimes de retraite à prestations déterminées. Des pertes actuarielles nettes de 3 millions \$, des crédits liés aux services passés de 1 million \$ et des ajustements réglementaires de 5 millions \$ devraient être amortis en les sortant des actifs réglementaires pour les inclure dans le coût net au titre des prestations constituées en 2016 à l'égard des régimes d'ACR.

Principales hypothèses moyennes pondérées (%)	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2015	2014	2015	2014
Taux d'actualisation au cours de l'exercice	4,00	4,81	3,95	4,72
Taux d'actualisation aux 31 décembre	4,21	4,00	4,12	3,95
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes <sup>1)</sup>	6,25	6,46	6,95	7,08
Taux de croissance de la rémunération	3,48	3,48	–	–
Croissance tendancielle du coût des soins de santé aux 31 décembre <sup>2)</sup>	–	–	4,67	4,67

<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 hypothèses les plus probables 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 2016 est de 6,98 % pour les régimes d'ACR et devrait diminuer au cours des treize prochaines années pour s'établir à 4,67 % d'ici 2028 et demeurer à ce niveau par la suite.

Pour 2015, 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 constituées	51 \$	(43) \$
Augmentation (diminution) du coût des services rendus et des intérêts	5	(3)

Le tableau ci-après 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 (en millions)	Paiements au titre des régimes d'ACR (en millions)
2016	122 \$	24 \$
2017	127	26
2018	131	27
2019	136	29
2020	141	30
2021 – 2025	796	173

Se reporter à la note 33, qui présente les cotisations prévues de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR.

Au cours de 2015, la Société a passé en charges 28 millions \$ (21 millions \$ en 2014) aux fins des régimes de retraite à cotisations déterminées.

## 28. CESSIIONS ET ACTIVITÉS ABANDONNÉES

### Vente d'actifs d'immeubles commerciaux et d'actifs hôteliers

En juin 2015, la Société a conclu la vente des actifs d'immeubles commerciaux de Fortis Properties pour un produit brut de 430 millions \$. Par suite de la vente, la Société a comptabilisé un gain tiré de la vente de 129 millions \$ (109 millions \$ après impôts), déduction faite des charges (note 24). Dans le cadre de l'opération, Fortis a souscrit à des parts de fiducie de Slate Office REIT totalisant 35 millions \$ dans le contexte de l'appel public à l'épargne de la FPI (notes 9 et 31).

En octobre 2015, la Société a conclu la vente des actifs hôteliers de Fortis Properties pour un produit brut de 365 millions \$. Par suite de la vente, la Société a comptabilisé une perte d'environ 20 millions \$ (8 millions \$ après impôts), qui comprend une moins-value et des charges liées à l'opération de vente (note 24).

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

### 28. CESSIONS ET ACTIVITÉS ABANDONNÉES (suite)

#### Vente d'actifs d'immeubles commerciaux et d'actifs hôteliers (suite)

La Société a affecté le produit net tiré des ventes au remboursement des emprunts sur les facilités de crédit, qui ont été utilisés en majorité pour financer une partie de l'acquisition de UNS Energy (note 29) et pour d'autres fins générales.

Un bénéfice avant impôts lié à Fortis Properties d'environ 18 millions \$ a été comptabilisé en 2015, compte non tenu du gain net tiré de la vente, contre 31 millions \$ en 2014.

#### Vente d'actifs de production non réglementée dans l'État de New York et en Ontario

En juin 2015, la Société a vendu ses actifs de production non réglementée dans le nord-ouest de l'État de New York pour un produit brut d'environ 77 millions \$ (63 millions \$ US). Par suite de la vente, la Société a comptabilisé un gain tiré de la vente de 51 millions \$ (41 millions \$ US) (27 millions \$ (22 millions \$ US) après impôts), déduction faite des charges et de l'effet de change (note 24).

En juillet 2015, la Société a vendu des actifs de production non réglementée en Ontario pour un produit brut d'environ 16 millions \$. Par suite de la vente, la Société a comptabilisé un gain tiré de la vente de 5 millions \$ (5 millions \$ après impôts) (note 24).

Un bénéfice avant impôts de moins de 1 million \$ a été comptabilisé en 2015, compte non tenu du gain tiré de la vente, contre 3 millions \$ en 2014.

#### Vente de Griffith

En mars 2014, Griffith a été vendue contre un produit d'environ 105 millions \$ (95 millions \$ US). Les résultats d'exploitation jusqu'à la date de la vente ont été présentés comme des activités abandonnées dans l'état des résultats consolidé. Par suite de la cession, un bénéfice tiré des activités abandonnées de 8 millions \$ (5 millions \$ après impôts) a été comptabilisé au premier trimestre de 2014.

## 29. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

### 2015

#### Acquisition prochaine de l'installation d'entreposage de gaz naturel Aitken Creek

En décembre 2015, Fortis a conclu, par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive indirecte, une convention définitive d'achat-vente avec Chevron Canada Properties Ltd. pour acquérir sa part de l'installation d'entreposage de gaz naturel Aitken Creek (« Aitken Creek ») contre environ 266 millions \$ US, sous réserve des conditions et des rajustements d'usage. Aitken Creek est la plus importante installation d'entreposage de gaz naturel en Colombie-Britannique, avec une capacité totale de 77 milliards de pieds cubes et une partie intégrante du réseau de transport de gaz naturel de l'Ouest canadien. L'acquisition est conditionnelle à l'obtention de l'approbation réglementaire et devrait être réalisée au cours du premier semestre de 2016. Le prix d'achat net au comptant devrait être financé initialement par des emprunts sur la facilité de crédit de la Société. En décembre 2015, la Société a donné un dépôt de 29 millions \$ US relativement à cette acquisition, incluse dans les autres actifs à long terme dans le bilan consolidé (note 9).

### 2014

#### UNS Energy

Le 15 août 2014, Fortis a fait l'acquisition de la totalité des actions ordinaires en circulation de UNS Energy au prix de 60,25 \$ US par action ordinaire au comptant, pour un prix d'acquisition global d'environ 4,5 milliards \$ US, y compris la prise en charge d'une dette de 2,0 milliards \$ US à la clôture de l'acquisition.

Le financement du prix d'acquisition net au comptant d'environ 2,7 milliards \$ (2,5 milliards \$ US) est terminé. Fortis a procédé à un placement de débentures convertibles à 4 % d'un capital de 1,8 milliard \$. Le produit du premier versement d'environ 599 millions \$ a été reçu en janvier 2014. Une part importante du produit au comptant a servi au financement d'une partie de l'acquisition de UNS Energy. Le produit du dernier versement d'environ 1,2 milliard \$ a été reçu le 28 octobre 2014 et a servi à rembourser des emprunts en vertu des facilités de crédit liées aux acquisitions utilisées pour financer une partie de l'acquisition de UNS Energy. Presque toutes les débentures convertibles ont été converties en environ 58,6 millions d'actions ordinaires de Fortis (note 18). En septembre 2014, Fortis a émis 24 millions d'actions privilégiées rachetables de premier rang à dividende cumulatif à taux d'intérêt fixe rétabli de 4,1 %, série M, pour un produit brut de 600 millions \$ (note 20). Le produit net a servi au remboursement d'une partie des emprunts en vertu des facilités de crédit liées aux acquisitions. Le solde du prix d'acquisition a été financé au moyen d'emprunts sur la facilité de crédit en vertu d'une facilité de crédit-relais à moyen terme et de la facilité de crédit renouvelable de la Société (note 32), qui ont été remboursés au moyen du produit net tiré de la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers (note 28).

Les activités de UNS Energy sont réglementées par l'ACC et la FERC (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. Aucun rajustement de juste valeur, sauf celle de l'écart d'acquisition, 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.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Le tableau qui suit résume la répartition finale de la contrepartie entre les actifs et les passifs acquis au 15 août 2014 selon leur juste valeur, en utilisant un taux de change de 1,00 \$ US = 1,0925 \$ CA.

<i>(en millions)</i>	<b>Total</b>
<b>Contrepartie</b>	<b>2 745 \$</b>
<b>Juste valeur attribuée aux actifs nets :</b>	
Actifs à court terme	539
Actifs réglementaires à long terme	185
Immobilisations de services publics	3 972
Actifs incorporels	116
Autres actifs à long terme	108
Passifs à court terme	(458)
Dette à long terme prise en charge et contrats de location-acquisition et obligations financières (y compris la tranche à court terme)	(2 186)
Passifs réglementaires à long terme	(341)
Autres passifs à long terme	(797)
	<b>1 138</b>
Trésorerie et équivalents de trésorerie	97
<b>Juste valeur des actifs nets acquis</b>	<b>1 235</b>
<b>Écart d'acquisition</b> (note 13)	<b>1 510 \$</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 15 août 2014.

En 2014, des charges liées aux acquisitions d'environ 25 millions \$ (19 millions \$ après impôts) ont été comptabilisées dans les autres revenus (charges), montant net, dans l'état des résultats consolidé (note 24). De plus, environ 33 millions \$ (30 millions \$ US) ou 20 millions \$ (18 millions \$ US) après impôts d'avantages revenant aux clients et aux communautés consentis afin d'obtenir l'approbation réglementaire aux fins de l'acquisition ont été passés en charges en 2014 et ont également été comptabilisés dans les autres revenus (charges), montant net, dans l'état des résultats consolidé (notes 8 xvii) et 24).

### 30. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

<i>(en millions)</i>	2015	2014
<b>Sommes versées :</b>		
Intérêts	561 \$	538 \$
Impôts sur les bénéfices	109	83
<b>Variation du fonds de roulement lié à l'exploitation hors trésorerie :</b>		
Débiteurs et autres actifs à court terme	14 \$	53 \$
Charges payées d'avance	(1)	2
Stocks	15	(11)
Actifs réglementaires – tranche à court terme	57	(16)
Créditeurs et autres passifs à court terme	(82)	(123)
Passifs réglementaires – tranche à court terme	38	(29)
	<b>41 \$</b>	<b>(124) \$</b>
<b>Activités d'investissement et de financement hors trésorerie :</b>		
Dividendes sur actions ordinaires réinvestis	156 \$	81 \$
Conversion des débiteurs convertibles en actions ordinaires (note 18)	1	1 747
Ajouts aux immobilisations de services publics, aux immobilisations autres que de services publics et aux actifs incorporels compris dans les passifs à court terme	187	200
Apports sous forme d'aide à la construction compris dans les actifs à court terme	4	7
Exercice d'options sur actions contre des actions ordinaires	4	5

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

### 31. ÉVALUATIONS À LA JUSTE VALEUR ET INSTRUMENTS FINANCIERS

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 à 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 des justes valeurs qui établit la priorité entre les données utilisées pour évaluer la juste valeur.

Les trois niveaux de la hiérarchie des justes valeurs 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.

Le tableau suivant présente, selon les niveaux de la hiérarchie des justes valeurs, les actifs et les passifs de la Société comptabilisés à la juste valeur sur une base récurrente. Ces actifs et ces passifs sont classés entièrement en fonction du niveau le plus faible des données qui est important pour l'évaluation à la juste valeur et il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux au cours des périodes présentées. Pour les instruments dérivés, la Société a adopté la présentation au montant brut pour ses contrats dérivés visés par des conventions-cadres de compensation et des garanties.

<i>(en millions)</i>	Hiérarchie des justes valeurs	Aux 31 décembre	
		2015	2014
<b>Actif</b>			
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire <sup>1) 2) 3)</sup>	Niveaux 2/3	7 \$	3 \$
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire <sup>1) 2)</sup>	Niveau 3	2	1
Placement disponible à la vente (note 9) <sup>4) 5)</sup>	Niveau 1	33	–
Actifs détenus en vue de la vente (note 6)	Niveau 2	9	–
Autres placements <sup>4)</sup>	Niveau 1	12	5
<b>Total de l'actif, montant brut</b>		<b>63</b>	9
Moins : Compensation de soldes de contreparties présentés au montant brut aux bilans <sup>6)</sup>		(6)	(3)
<b>Total de l'actif, montant net</b>		<b>57 \$</b>	6 \$
<b>Passif</b>			
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire <sup>1) 2) 7)</sup>	Niveaux 1/2/3	78 \$	72 \$
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire <sup>1) 2)</sup>	Niveau 3	–	1
Contrats d'énergie – couvertures de flux de trésorerie <sup>2) 8)</sup>	Niveau 3	–	1
Swaps de taux d'intérêt – couvertures de flux de trésorerie <sup>8)</sup>	Niveau 2	5	5
<b>Total du passif, montant brut</b>		<b>83</b>	79
Moins : Compensation de soldes de contreparties présentés au montant brut aux bilans <sup>6)</sup>		(6)	(3)
<b>Total du passif, montant net</b>		<b>77 \$</b>	76 \$

<sup>1)</sup> La juste valeur des contrats d'énergie de la Société est comptabilisée dans les débiteurs et autres actifs à court terme, les autres actifs à long terme, les créditeurs et autres passifs à court terme et les autres passifs à long terme. Les gains latents ou pertes latentes découlant des variations de la juste valeur de ces contrats sont reportés comme un actif ou passif réglementaire en vue de leur recouvrement auprès des clients ou de leur remboursement aux clients dans les tarifs comme autorisé par les organismes de réglementation, sauf pour les contrats de ventes en gros à long terme.

<sup>2)</sup> La modification d'une ou de plusieurs données non observables pourrait avoir une incidence importante sur l'évaluation à la juste valeur, selon l'ampleur et l'orientation de la modification de chaque donnée. L'incidence des variations de la juste valeur est assujettie au recouvrement réglementaire, sauf pour les contrats de ventes en gros à long terme et pour les contrats qui peuvent servir de couvertures de flux de trésorerie.

<sup>3)</sup> Inclut 2 millions \$ – niveau 2 et 5 millions \$ – niveau 3 (3 millions \$ – niveau 3 en 2014).

<sup>4)</sup> Inclus dans les autres actifs à long terme inscrits au bilan consolidé.

<sup>5)</sup> Le coût du placement disponible à la vente s'élevait à 35 millions \$, et les gains et pertes latents découlant des variations de la juste valeur sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce qu'ils soient réalisés et reclassés dans l'état des résultats (notes 9 et 28).

<sup>6)</sup> Certains contrats d'énergie font l'objet de conventions-cadres de compensation exécutoires pour atténuer le risque de crédit et sont compensés s'il existe une intention et un droit légal de compensation.

<sup>7)</sup> Comprennent 1 million \$ – niveau 1, 52 millions \$ – niveau 2, et 25 millions \$ – niveau 3 (2 millions \$ – niveau 1, 35 millions \$ – niveau 2 et 35 millions \$ – niveau 3 en 2014).

<sup>8)</sup> La juste valeur de certains contrats d'énergie de la Société est comptabilisée dans les créditeurs et autres passifs à court terme et la juste valeur des swaps de taux d'intérêt de la Société est comptabilisée dans les créditeurs et autres passifs à court terme et les autres passifs à long terme. Les gains et pertes latents découlant des variations de la juste valeur sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce qu'ils soient réalisés et reclassés dans l'état des résultats.



### Instruments dérivés

De façon générale, la Société limite l'utilisation d'instruments dérivés à ceux qui peuvent servir de couvertures comptables, de couvertures économiques ou de couvertures de flux de trésorerie, ou à ceux qui sont approuvés à des fins de recouvrement réglementaire. La Société comptabilise à la juste valeur tous les instruments dérivés, sauf certaines exceptions, notamment les dérivés qui sont admissibles à l'exception relative aux achats et aux ventes dans le cours normal des affaires. Les justes valeurs des instruments dérivés 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.

#### *Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire*

UNS Energy détient des contrats d'achat d'électricité ainsi que des swaps et contrats d'options sur gaz afin de réduire l'exposition au risque lié au prix de l'énergie associé aux besoins d'achat d'électricité et aux besoins en gaz naturel. UNS Energy utilise principalement l'approche axée sur le marché en ce qui a trait aux évaluations à la juste valeur, en utilisant des renseignements provenant de tiers indépendants, lorsque c'est possible. Lorsque des prix publiés ne sont pas disponibles, des ajustements sont effectués en fonction de l'historique des rapports sur la courbe des prix, des pertes de transport et des pertes en ligne. La juste valeur des contrats d'options sur gaz est estimée en fonction du modèle d'évaluation des options de Black et Scholes qui comprend des données telles que la volatilité implicite, les taux d'intérêt et les courbes des cours à terme. UNS Energy tient également compte de l'incidence du risque de crédit de la contrepartie en utilisant les taux de défaut et les taux de recouvrement courants et historiques, ainsi que son propre risque de crédit en utilisant les données relatives aux swaps sur défaillance de crédit.

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

FortisBC Energy détient des primes liées aux contrats d'achat de gaz afin 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 au prix du gaz naturel.

Au 31 décembre 2015, ces dérivés de contrats d'énergie n'étaient pas désignés comme des couvertures; néanmoins, les gains latents et les pertes latentes provenant des variations de la juste valeur des dérivés étaient 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 l'autorisent. Ces pertes latentes et ces gains latents auraient autrement été comptabilisés à l'état des résultats. Au 31 décembre 2015, des pertes latentes de 74 millions \$ (69 millions \$ au 31 décembre 2014) ont été comptabilisées à titre d'actifs réglementaires et des gains latents de 3 millions \$ ont été comptabilisés à titre de passifs réglementaires (note 8 vii)).

#### *Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire*

En juin 2015, UNS Energy a conclu des contrats de ventes en gros à long terme qui sont admissibles comme instruments dérivés. Les gains latents et les pertes latentes sur ces instruments dérivés sont comptabilisés à l'état des résultats, puisqu'ils ne peuvent faire l'objet d'un report réglementaire. Dix pour cent de tous les gains réalisés sur ces contrats sont partagés avec les abonnés au moyen des comptes de stabilisation tarifaire de UNS Energy.

#### *Couvertures de flux de trésorerie*

UNS Energy détient des swaps de taux d'intérêt, qui expirent en 2020, afin de réduire son exposition à la volatilité des taux d'intérêt variables sur les obligations liées aux contrats de location, et détenait un swap d'achat d'électricité, qui a expiré en septembre 2015, afin de couvrir le risque de flux de trésorerie associé à un contrat d'approvisionnement d'électricité à long terme. Les gains latents et les pertes latentes après impôts sur les couvertures de flux de trésorerie sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu et reclassés à l'état des résultats à mesure qu'ils sont réalisés. La perte qui devrait être reclassée à l'état des résultats au cours des douze prochains mois est estimée à environ 1 million \$.

Central Hudson utilise des contrats de taux d'intérêt plafonds, qui expirent en 2016 et 2017, sur des obligations dont le montant en capital totalise 64 millions \$ US. Les variations des intérêts débiteurs sur les obligations, y compris les gains ou les pertes liés aux contrats de taux d'intérêt plafonds, sont reportées comme un actif ou un passif réglementaire en vue de leur recouvrement auprès des clients ou de leur remboursement aux clients dans les tarifs comme autorisé par les organismes de réglementation, et n'ont aucune incidence sur le bénéfice.

Les flux de trésorerie liés au règlement de l'ensemble des instruments dérivés sont inclus dans les activités d'exploitation aux états des flux de trésorerie consolidés de la Société.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

### 31. ÉVALUATIONS À LA JUSTE VALEUR ET INSTRUMENTS FINANCIERS (suite)

#### Volume des activités liées aux dérivés

Au 31 décembre 2015, les volumes notionnels des dérivés sur électricité et sur gaz naturel devant être réglés étaient les suivants :

Volume	Échéance (Année)	Contrats (N <sup>bre</sup> )	2016	2017	2018	2019	2020	Par la suite
<b>Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire :</b>								
Swaps sur électricité (en gigawattheures (« GWh »))	2019	8	1 043	730	438	219	–	–
Contrats d'achat d'électricité (GWh)	2017	28	1 027	145	–	–	–	–
Swaps et contrats d'options sur gaz (en pétajoules (« PJ »))	2018	154	40	10	4	–	–	–
Primes liées aux contrats d'achat de gaz (PJ)	2024	89	91	42	38	22	22	64
<b>Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire :</b>								
Contrats de ventes en gros à long terme (GWh)	2016	6	1 310	–	–	–	–	–

#### Instruments financiers qui ne sont pas comptabilisés à la juste valeur

Le tableau suivant présente les évaluations à la juste valeur estimative des instruments financiers de la Société qui ne sont pas comptabilisés à la juste valeur. Les justes valeurs ont été mesurées à l'aide de données du niveau 2, à moins d'indication contraire. 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 :

Actif (passif)	Aux			
	31 décembre 2015		31 décembre 2014	
(en millions)	Valeur comptable	Juste valeur estimative	Valeur comptable	Juste valeur estimative
Autre actif à long terme – Belize Electricity <sup>1)</sup>	– \$	– \$	116 \$	s. o. \$
Dette à long terme, y compris la tranche à court terme (note 15) <sup>2)</sup>	(11 240)	(12 614)	(10 501)	(12 237)
Billet de la société Waneta (note 17)	(56)	(59)	(53)	(56)

<sup>1)</sup> En août 2015, la Société a réglé des questions d'expropriation avec le gouvernement du Belize relativement à l'expropriation de Belize Electricity par le gouvernement du Belize (note 9).

<sup>2)</sup> Les débetures non garanties de la Société d'un capital de 200 millions \$ échéant en 2039 et des emprunts consolidés sur les facilités de crédit classés dans la dette à long terme de 551 millions \$ (1 096 millions \$ au 31 décembre 2014) sont évalués à l'aide de données du niveau 1. Tout autre élément de la dette à long terme est évalué à l'aide des données du niveau 2.

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.

## 32. 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.

**Risque de crédit** Risque qu'une contrepartie à un instrument financier manque à ses obligations contractuelles aux termes de l'instrument financier.

**Risque d'illiquidité** Risque qu'une entité éprouve des difficultés à réunir les fonds nécessaires pour respecter ses engagements aux termes des instruments financiers.

**Risque de marché** Risque que la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs liés à un instrument financier fluctuent en raison des variations des cours du marché. La Société est exposée au risque de change, au risque lié au taux d'intérêt et au risque lié au prix des produits de base.

### 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 dans le 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 2015, l'exposition brute de FortisAlberta au risque de crédit s'établissait à environ 116 millions \$, soit la valeur projetée de la facturation aux détaillants sur une période de 37 jours. La société a ramené son exposition à 3 millions \$ en obtenant des détaillants un dépôt au comptant, une caution, une lettre de crédit, une note de première qualité de la part d'une importante agence de notation, ou une garantie financière auprès d'une entité dont la note est de première qualité.

UNS Energy, Central Hudson et FortisBC Energy 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. Elles limitent aussi le risque de crédit en ne traitant qu'avec des contreparties dont la note est de première qualité. À UNS Energy, des ententes contractuelles comprennent également des clauses exigeant des contreparties aux instruments dérivés qu'elles donnent des garanties dans certaines circonstances.

### Risque d'illiquidité

La situation financière consolidée de la Société pourrait s'en ressentir si cette dernière ou une de ses filiales ne réussissaient pas à obtenir à des conditions économiques des fonds suffisants pour, entre autres, financer les dépenses en immobilisations et les acquisitions 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 ont obtenu des facilités de crédit confirmées afin de maintenir le financement à court terme des dépenses en immobilisations et des besoins saisonniers de fonds de roulement.

La facilité de crédit confirmée de la Société est utilisée 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 31 décembre 2015, les échéances moyennes annuelles consolidées de la dette à échéance fixe et les remboursements au cours des cinq prochains exercices devraient être d'environ 260 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 2015, la Société et ses filiales disposaient de facilités de crédit consolidées d'environ 3,6 milliards \$, dont 2,4 milliards \$ environ étaient inutilisés, y compris une tranche inutilisée de 570 millions \$ de la facilité de crédit renouvelable confirmée de la Société. Les facilités de crédit sont pour la plupart conclues auprès des sept plus grandes banques canadiennes, ainsi que de grandes banques américaines, aucune banque ne détenant plus de 20 % de ces facilités. Une tranche d'environ 3,3 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités confirmées qui expirent entre 2016 et 2020.

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

<i>(en millions)</i>	Entreprises de services publics réglementés	Siège social et autres	<b>Total au 31 décembre 2015</b>	Total au 31 décembre 2014
Total des facilités de crédit <sup>1)</sup>	2 211 \$	1 354 \$	<b>3 565 \$</b>	3 854 \$
Facilités de crédit utilisées :				
Emprunts à court terme <sup>2)</sup>	(511)	-	<b>(511)</b>	(330)
Dette à long terme <i>(note 15)</i> <sup>3)</sup>	(71)	(480)	<b>(551)</b>	(1 096)
Lettres de crédit en cours	(68)	(36)	<b>(104)</b>	(192)
Facilités de crédit inutilisées	1 561 \$	838 \$	<b>2 399 \$</b>	2 236 \$

<sup>1)</sup> Le total des facilités de crédit ne tient pas compte d'une option de 300 millions \$ permettant d'augmenter la facilité de crédit confirmée de la Société, comme mentionné ci-après.

<sup>2)</sup> Le taux d'intérêt moyen pondéré des emprunts à court terme était d'environ 1,0 % au 31 décembre 2015 (1,3 % au 31 décembre 2014).

<sup>3)</sup> Au 31 décembre 2015, les emprunts sur les facilités de crédit classés à long terme dans le bilan consolidé incluaient une tranche à court terme de la dette à long terme de 71 millions \$ (257 millions \$ au 31 décembre 2014). Le taux d'intérêt moyen pondéré des emprunts sur les facilités de crédit classés dans la dette à long terme était d'environ 1,5 % au 31 décembre 2015 (1,8 % au 31 décembre 2014).

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

### 32. GESTION DES RISQUES FINANCIERS (suite)

#### Risque d'illiquidité (suite)

Aux 31 décembre 2015 et 2014, certains emprunts sur les facilités de crédit confirmées à long terme de la Société et de ses filiales étaient classés dans la dette à long terme. 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*

Les entreprises de services publics UNS ont un total de 350 millions \$ US (484 millions \$) en facilités de crédit renouvelables confirmées non garanties venant à échéance en octobre 2020, qui offrent l'option de reporter deux fois l'échéance d'un an.

Central Hudson a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 200 millions \$ US (277 millions \$) venant à échéance en octobre 2020, qui peut être utilisée pour financer les dépenses en immobilisations et qui peut servir aux besoins généraux de la société. Central Hudson a également une facilité de crédit non confirmée totalisant 25 millions \$ US (34 millions \$).

FEI a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 700 millions \$ venant à échéance en août 2018, qui peut être utilisée pour financer les besoins de fonds de roulement et les dépenses en immobilisations, et qui peut servir aux besoins généraux de la société.

FortisAlberta a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 250 millions \$ venant à échéance en août 2020, qui peut être utilisée pour financer les dépenses en immobilisations et qui peut servir aux besoins généraux de la société.

FortisBC Electric a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 150 millions \$, qui vient à échéance en mai 2018. Cette facilité de crédit est utilisée pour financer les dépenses en immobilisations et peut servir aux besoins généraux de la société. FortisBC Electric a aussi une facilité de découvert à vue non garantie de 10 millions \$.

Newfoundland Power a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 100 millions \$ venant à échéance en août 2019, et 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 2019, et une facilité de crédit à vue non garantie de 5 millions \$. FortisOntario a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 30 millions \$ venant à échéance en juin 2016.

Caribbean Utilities a des facilités de crédit non garanties d'environ 47 millions \$ US (65 millions \$). Fortis Turks and Caicos a des facilités de crédit à vue non garanties à court terme de 26 millions \$ US (36 millions \$), venant à échéance en septembre 2016.

##### *Siège social et autres*

Fortis a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 1 milliard \$ venant à échéance en juillet 2020, qui peut servir aux besoins généraux de la Société. La Société peut augmenter cette facilité à 1,3 milliard \$. Au 31 décembre 2015, la Société n'avait pas exercé son option visant le montant additionnel de 300 millions \$. La Société a également une facilité de lettres de crédit de 35 millions \$ venant à échéance en janvier 2017.

UNS Energy Corporation a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 150 millions \$ US (208 millions \$) venant à échéance en octobre 2020, qui offre l'option de reporter deux fois l'échéance d'un an.

CH Energy Group a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 50 millions \$ US (69 millions \$) échéant en juillet 2020 qui peut servir aux besoins généraux de la société.

FHI a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 30 millions \$ venant à échéance en avril 2018, qui peut servir aux besoins généraux de la société.

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 2015, les notes de crédit de la Société se présentaient comme suit :

Standard & Poor's (« S&P »)	A- / stable (titres de créance à long terme de la Société et titres non garantis)
DBRS	A (bas) / stable (titres de créance non garantis)

Les notes de crédit ci-dessus reflètent le profil de faible 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 des niveaux d'endettement raisonnables en ce qui a trait à la société de portefeuille. En février 2016, après l'annonce par Fortis de la conclusion d'une entente visant à faire l'acquisition d'ITC Holdings Corp. (« ITC ») (note 35), S&P a confirmé la note de crédit à long terme de la Société à A-, a révisé la note des titres de créance à long terme non garantis de cette dernière de A- à BBB+ et a révisé sa perspective à l'égard de la Société, la portant de négative à stable. De même, en février 2016, DBRS a mis sous surveillance la note de crédit de la Société avec une mention de perspective négative.

#### Risque de marché

##### *Risque de change*

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 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 UNS Energy, Central Hudson, Caribbean Utilities, Fortis Turks and Caicos et BECOL est le dollar américain.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Au 31 décembre 2015, la dette à long terme de 1 535 millions \$ US (1 496 millions \$ US au 31 décembre 2014) de la Société était désignée comme couverture efficace d'une partie des investissements nets de la Société dans des établissements étrangers. Au 31 décembre 2015, la Société avait des investissements nets dans des établissements à l'étranger d'environ 3 137 millions \$ US (2 762 millions \$ US au 31 décembre 2014) non encore couverts. 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 le bilan consolidé, dans le cumul des 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 le bilan consolidé, dans le cumul des autres éléments du résultat étendu consolidé.

Sur une base annuelle, 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 de 1,00 \$ US = 1,38 \$ CA au 31 décembre 2015 se traduirait par une variation correspondante à la hausse ou à la baisse du résultat de base par action ordinaire de Fortis d'environ 4 cents. 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 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, à la dette à long terme à taux variable 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 (notes 15, 16 et 31).

### Risque lié au prix des produits de base

UNS Energy est exposée au risque lié au prix des produits de base en raison des variations des prix du marché du gaz naturel, de l'électricité achetée et du charbon. Central Hudson est exposée au risque lié au prix des produits de base en raison des variations du prix du marché de l'électricité et du gaz naturel. FortisBC Energy est exposée au risque lié au prix des produits de base en raison des variations du prix du marché du gaz naturel. Ces risques ont été réduits en concluant des contrats dérivés qui permettent de bloquer efficacement respectivement le prix d'achat du gaz naturel, le prix d'achat de l'énergie et le prix d'achat de l'électricité. Ces instruments dérivés sont comptabilisés dans le 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, à même les tarifs futurs (note 31).

## 33. ENGAGEMENTS

Au 31 décembre 2015, 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'établissaient comme suit :

(en millions \$)	Total	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	9 435	536	512	507	495	488	6 897
Obligations d'achat d'électricité renouvelable <sup>1)</sup>	1 589	93	93	92	92	92	1 127
Obligations d'achat de gaz <sup>2)</sup>	1 449	366	253	222	153	131	324
Obligations d'achat d'électricité <sup>3)</sup>	1 440	281	209	180	102	36	632
Contrats à long terme – UNS Energy <sup>4)</sup>	1 057	146	141	105	102	82	481
Coût en capital <sup>5)</sup>	488	19	19	19	19	19	393
Obligations liées aux contrats de location-exploitation <sup>6)</sup>	181	12	11	11	11	8	128
Contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable <sup>7)</sup>	162	13	13	13	13	13	97
Acquisition des installations communes de Springerville <sup>8)</sup>	147	–	53	–	–	–	94
Cotisations prévues de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR (note 27)	139	49	12	8	9	9	52
Billet de la société Waneta (note 17)	72	–	–	–	–	72	–
Ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés	53	3	3	3	3	3	38
Autres <sup>9)</sup>	71	15	12	16	3	–	25
<b>Total</b>	<b>16 283</b>	<b>1 533</b>	<b>1 331</b>	<b>1 176</b>	<b>1 002</b>	<b>953</b>	<b>10 288</b>

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

### 33. ENGAGEMENTS (suite)

- <sup>1)</sup> TEP et UNS Electric sont parties à des CAÉ renouvelables à long terme d'une durée de 20 ans, totalisant environ 1 148 millions \$ US au 31 décembre 2015, lesquels exigent que TEP et UNS Electric achètent 100 % de la production de certaines centrales de production d'énergie renouvelable qui ont commencé leur exploitation commerciale. Bien que TEP et UNS Electric ne soient pas tenues d'effectuer des paiements aux termes de ces contrats si l'électricité n'est pas livrée, le tableau ci-dessus comprend les paiements futurs estimés d'après les livraisons d'électricité prévues. Ces contrats viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2035. TEP est partie à d'autres contrats d'achat d'électricité renouvelable à long terme pour respecter les normes sur l'énergie renouvelable de l'État de l'Arizona; toutefois, la société n'est pas tenue d'acheter de l'électricité en vertu de ces contrats tant que les centrales ne sont pas mises en service. En février 2016, une des centrales a été mise en exploitation commerciale, ce qui a fait augmenter de 58 millions \$ US les paiements futurs estimés pour les CAÉ renouvelables, augmentation qui ne figure pas dans le tableau ci-dessus.
- <sup>2)</sup> Certaines filiales de la Société, principalement FortisBC Energy et Central Hudson, concluent des contrats d'achat de gaz, de transport de gaz et de services d'entreposage. FortisBC Energy a des obligations d'achat de gaz qui sont fondés sur des indices de prix du gaz qui varient selon les prix du marché; les obligations sont basées sur les prix indiciaires en vigueur le 31 décembre 2015. Pour Central Hudson, les obligations sont basées sur les tarifs, les taux négociés et les prix du marché au 31 décembre 2015.
- <sup>3)</sup> Les obligations d'achat d'électricité se rapportent à divers contrats d'achat d'électricité détenus par certaines filiales de la Société, comme décrit ci-dessous.

#### *FortisBC Energy*

En mars 2015, FortisBC Energy a conclu un contrat d'approvisionnement en électricité avec BC Hydro visant l'achat d'électricité pour le projet d'expansion de Tilbury, dont les obligations d'achat totalisaient 513 millions \$ au 31 décembre 2015.

#### *FortisBC Electric*

Les obligations d'achat d'électricité de FortisBC Electric, qui totalisaient 292 millions \$ au 31 décembre 2015, comprennent principalement un CAÉ avec BC Hydro pour l'achat de capacité pouvant atteindre 200 MW et de l'énergie associée pouvant atteindre 1 752 GWh sur une durée de 20 ans, comme approuvé par la BCUC. La capacité et l'énergie qui seront achetées en vertu de ce contrat ne visent pas une centrale particulière.

En outre, en novembre 2011, FortisBC Electric a signé l'entente sur la capacité de l'Expansion Waneta, qui lui permet d'acheter 234 MW de capacité sur une durée de 40 ans, à compter d'avril 2015, comme autorisé 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 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.

#### *FortisOntario*

Les obligations d'achat d'électricité de FortisOntario, qui totalisaient 208 millions \$ au 31 décembre 2015, 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; les deux contrats expireront en décembre 2019. 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 prévoit la fourniture de 100 MW de capacité, et la fourniture d'au moins 300 GWh d'électricité par année de contrat.

#### *Maritime Electric*

Les obligations d'achat d'électricité de Maritime Electric, qui totalisaient 194 millions \$ au 31 décembre 2015, comprennent principalement deux contrats d'achat ferme pour l'achat soit de capacité ou d'énergie, qui expireront en février 2019 et en novembre 2032, ainsi qu'un contrat d'achat d'énergie avec la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (« Énergie NB ») qui expirera en février 2019.

#### *Central Hudson*

Les obligations d'achat d'électricité de Central Hudson totalisaient 124 millions \$ US au 31 décembre 2015. En juin 2014, Central Hudson a conclu un contrat visant l'achat de la capacité installée disponible de la centrale de Danskammer d'octobre 2014 à août 2018, avec des engagements d'achat d'environ 76 millions \$ US restant au 31 décembre 2015. En 2015, Central Hudson a conclu des contrats d'achat d'électricité sur une base conditionnelle par unité à des prix déterminés au cours de périodes de pointe de demande de charge, entre juin 2015 et août 2016, afin de remplacer des contrats qui ont expiré en mars 2015.

- <sup>4)</sup> UNS Energy a conclu divers contrats à long terme relatifs à l'achat et à la livraison de charbon pour alimenter ses centrales, à l'achat de services de transport de gaz pour répondre à ses besoins en charge, et à l'achat de services de transport pour l'électricité achetée, avec des obligations totalisant respectivement 440 millions \$ US, 261 millions \$ US et 63 millions \$ US au 31 décembre 2015. Les montants versés aux termes de ces contrats relatifs à l'achat et à la livraison de charbon dépendent des quantités réelles d'achat et de livraison. Certains de ces contrats comprennent également des clauses d'ajustement de prix qui auront une incidence sur les coûts futurs en vertu des contrats. Par suite de la restructuration de la propriété de la centrale de San Juan en janvier 2016, un nouveau contrat d'approvisionnement en charbon est entré en vigueur et établit les obligations d'achat minimum de TEP à 137 millions \$ US, montant qui ne figure pas dans le tableau ci-dessus.

- <sup>5)</sup> Maritime Electric a droit à environ 4,55 % de la production de la centrale nucléaire Point Lepreau d'Énergie NB 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 coûts d'exploitation de la centrale.
- <sup>6)</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 voitures sur rail, de servitudes et de droits de passage ainsi que de véhicules et de matériel.
- <sup>7)</sup> UNS Energy est partie à des contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable totalisant environ 117 millions \$ US au 31 décembre 2015, en vue d'acheter les attributions environnementales auprès des clients de détail ayant des centrales solaires. Les paiements liés aux contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable sont versés à des intervalles convenus par contrat selon la quantité d'énergie renouvelable produite mesurée.
- <sup>8)</sup> UNS Energy s'est engagée à exercer son option d'achat à prix fixe en vue d'acheter une participation indivise de 50 % dans le contrat de location des installations communes de Springerville si le bail n'est pas renouvelé, pour un prix d'acquisition de 106 millions \$ US, une installation devant être acquise en 2017 et les deux autres installations devant l'être en 2021 (note 16).
- <sup>9)</sup> Les autres obligations contractuelles comprennent divers autres engagements conclus entre la Société et ses filiales, y compris les obligations au titre du régime d'UAR, du régime de DVATI et du régime d'UAD ainsi que 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 d'électricité et de gaz, 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 1,9 milliard \$ en 2016. Au cours des cinq exercices de 2016 à 2020, le programme de dépenses en immobilisations consolidé de la Société devrait atteindre environ 9 milliards \$, montant qui n'est pas compris dans le tableau des engagements.

*Autres* : CH Energy Group est partie à un investissement visant le développement, la propriété et l'exploitation de projets de transport d'électricité dans l'État de New York. En décembre 2014, une demande a été déposée auprès de la FERC concernant le recouvrement des coûts et le rendement de cinq projets de lignes de transport à haute tension totalisant 1,7 milliard \$ US, au titre desquels l'engagement maximal de CH Energy Group est de 182 millions \$ US. CH Energy Group a fourni une garantie de société mère afin d'assurer le paiement de l'engagement maximal de 182 millions \$ US. Au 31 décembre 2015, aucune obligation de paiement n'était prévue relativement à cette garantie.

FortisBC Energy a émis des lettres d'engagement à des clients, dont le total était de 33 millions \$ au 31 décembre 2015, afin de fournir un financement destiné à la conservation de l'énergie et l'efficacité énergétique (« CEEE »), en vertu du programme de CEEE approuvé par la BCUC.

Caribbean Utilities est partie à des contrats principal et secondaire d'achat de combustible et 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 20 millions de gallons impériaux pour 2016. Fortis Turks and Caicos a un contrat renouvelable auprès d'un important fournisseur pour combler tous ses besoins de combustible diesel associés à la production d'électricité. En vertu de ce contrat, les besoins de combustible sont de 12 millions de gallons impériaux par année.

Les passifs réglementaires à long terme de la Société, qui totalisaient 1 340 millions \$ au 31 décembre 2015, ont été exclus du tableau des engagements ci-dessus, 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 8.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

### 34. ÉVENTUALITÉS

La Société et ses filiales sont parties à un certain nombre de litiges et d'actions en justice dans le cours normal des affaires. La direction estime que le montant exigible, le cas échéant, à l'issue 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 éventualités de la Société.

#### UNS Energy

##### *Unité 1 de Springerville*

En novembre 2014, les propriétaires tiers de l'unité 1 de Springerville ont déposé une plainte contre TEP auprès de la FERC (« plainte auprès de la FERC »), alléguant le refus de TEP d'acheminer l'électricité et l'énergie aux propriétaires tiers de la manière spécifiée dans la convention de soutien existante des installations de l'unité 1 de Springerville conclue entre TEP et les propriétaires tiers et au prix spécifié par les propriétaires tiers. Les propriétaires tiers ont demandé à la FERC de délivrer une ordonnance exigeant l'acheminement de l'énergie des propriétaires tiers générée par l'unité 1 de Springerville à compter de janvier 2015 au prix spécifié par les propriétaires tiers. En février 2015, la FERC a publié une ordonnance qui rejetait la plainte des propriétaires tiers. En mars 2015, les propriétaires tiers ont déposé une requête de nouvelle audience à l'égard de la plainte auprès de la FERC, laquelle a été rejetée par la FERC en octobre 2015. En décembre 2015, les propriétaires tiers ont interjeté appel auprès de la cour d'appel fédérale américaine, soit la United States Court of Appeals for the Ninth Circuit, de l'ordonnance délivrée par la FERC. En décembre 2015, TEP a déposé une requête, qui n'a pas été contestée, afin de pouvoir intervenir devant la cour d'appel.

En décembre 2014, les propriétaires tiers ont intenté une poursuite contre TEP devant la Cour suprême de l'État de New York, comté de New York (la « poursuite de New York »). En réponse aux requêtes de rejet de certains chefs et en arbitrage pour certaines allégations déposées par TEP et par suite de la décision rendue subséquemment par le tribunal sur ces requêtes, les propriétaires tiers ont modifié la plainte à trois reprises, abandonnant certaines des allégations et en invoquant d'autres dans le cadre de la poursuite de New York et des procédures en arbitrage, comme décrit ci-après. La poursuite de New York modifiée allègue, entre autres, que TEP a failli d'exploiter et de maintenir de manière appropriée les infrastructures de l'unité 1 de Springerville pendant la durée des contrats de location et de faire des investissements dans ces infrastructures; et que TEP a contrevenu aux obligations stipulées dans les contrats de location en refusant de payer les dépenses réclamées par les propriétaires tiers. La troisième plainte modifiée vise à obtenir 71 millions \$ US en dommages intérêts, et des dommages directs et indirects dont le montant sera déterminé au procès. Les propriétaires tiers ont aussi accepté de suspendre leur allégation que TEP a refusé d'acheminer l'électricité et l'énergie de la manière exigée, dans l'attente de l'issue de la plainte auprès de la FERC. En novembre 2015, les propriétaires tiers ont déposé une requête en jugement sommaire portant sur leur allégation que TEP a omis de payer les dépenses réclamées par les propriétaires tiers.

En décembre 2014 et en janvier 2015, Wilmington Trust Company, à titre de fiduciaires propriétaires et bailleurs en vertu des contrats de location des propriétaires tiers, a envoyé à TEP des avis dans lesquels il est prétendu que TEP a manqué à ses obligations définies aux contrats de location avec les propriétaires tiers. Selon les avis, TEP devait payer des dommages-intérêts totalisant environ 71 millions \$ US. Dans des lettres adressées aux fiduciaires propriétaires, TEP a nié les allégations contenues dans les avis.

En avril 2015, TEP a déposé une demande en arbitrage auprès de l'American Arbitration Association (« AAA ») visant le paiement par les fiduciaires propriétaires et cofiduciaires de leur quote-part des charges et des dépenses en immobilisations non remboursées pour l'unité 1 de Springerville. En juin 2015, les propriétaires tiers ont déposé une demande distincte en arbitrage auprès de l'AAA alléguant, entre autres, que TEP a failli d'exploiter et de maintenir de manière appropriée les infrastructures de l'unité 1 de Springerville et de faire des investissements dans ces infrastructures depuis l'expiration des contrats de location. La demande en arbitrage des propriétaires tiers vise à obtenir des jugements déclaratoires, des dommages-intérêts dont le montant sera déterminé par le comité d'arbitrage et le paiement des honoraires et débours des propriétaires tiers. TEP et les propriétaires tiers ont depuis convenu de consolider leur demande en arbitrage en une seule procédure. En août 2015, les propriétaires tiers ont déposé une demande d'arbitrage modifiée par l'ajout d'allégations que TEP a converti leurs droits relatifs à l'eau et certains paiements au titre de la réduction des émissions, et que TEP achemine abusivement la quote-part de la capacité et de la production d'électricité non planifiée des propriétaires tiers de l'unité 1 de Springerville.

En octobre 2015, le comité d'arbitrage a accueilli la requête de mesure provisoire de TEP, ordonnant aux fiduciaires propriétaires et cofiduciaires de verser à TEP leur quote-part des charges d'exploitation et des dépenses en immobilisations non remboursées relatives à l'unité 1 de Springerville pendant la procédure d'arbitrage. De plus, le comité d'arbitrage a rejeté la requête de mesure provisoire des propriétaires tiers visant à empêcher TEP d'acheminer la quote-part de la capacité et de la production d'électricité non planifiée des propriétaires tiers de l'unité 1 de Springerville. TEP planifie la quote-part de la production d'électricité des propriétaires tiers de l'unité 1 de Springerville, comme le prévoit la convention de soutien des installations de l'unité 1 de Springerville, depuis juin 2015. Une séance d'arbitrage devrait avoir lieu en juillet 2016.



En novembre 2015, TEP a présenté une requête demandant confirmation de l'ordonnance d'arbitrage provisoire auprès de la Cour suprême de l'État de New York, nommant les fiduciaires propriétaires et cofiduciaires comme défendeurs. La requête vise l'obtention d'une ordonnance du tribunal afin de faire confirmer l'ordonnance d'arbitrage provisoire en vertu de la loi américaine *Federal Arbitration Act*. En décembre 2015, les fiduciaires propriétaires ont déposé une réponse à la requête et une motion incidente visant à faire annuler l'ordonnance d'arbitrage provisoire.

Au 31 décembre 2015, TEP avait facturé aux propriétaires tiers un montant d'environ 23 millions \$ US pour leur quote-part des charges d'exploitation de l'unité 1 de Springerville et 4 millions \$ US pour leur quote-part des dépenses en immobilisations. Ces montants étaient toujours impayés en date du 17 février 2016.

TEP ne peut prédire l'issue des procédures relatives à l'unité 1 de Springerville et, en raison de la nature générale des réclamations et de la nature et de la portée indéterminées des dommages sollicités, la société ne peut estimer l'ordre de grandeur de toute perte éventuelle à l'heure actuelle, le cas échéant; par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés. TEP a l'intention de se défendre avec vigueur contre les réclamations des propriétaires tiers et de faire valoir avec vigueur ses réclamations contre les propriétaires tiers.

TEP et les propriétaires tiers ont accepté de suspendre ces questions litigieuses relatives à l'unité 1 de Springerville en vue de tenter de négocier un règlement. Toutefois, rien ne garantit qu'une entente sera conclue ou que le litige se règlera.

### *Coûts de remise en état de mines*

TEP paye continuellement des coûts de remise en état finale relatifs aux mines de charbon qui approvisionnent les centrales dans lesquelles la société détient une participation, mais qu'elle n'exploite pas. TEP est responsable d'une partie des coûts de remise en état finale au moment de la fermeture des mines qui approvisionnent les centrales de San Juan, de Four Corners et de Navajo. La quote-part de TEP des coûts de remise en état pour les trois mines devrait s'élever à 43 millions \$ US à l'échéance des contrats d'approvisionnement en charbon, entre 2019 et 2031. Le passif au titre de la remise en état de mines comptabilisé s'élevait à 25 millions \$ US au 31 décembre 2015 (22 millions \$ US au 31 décembre 2014) et représente la valeur actualisée de l'obligation future estimative (note 17).

Les montants comptabilisés au titre de la remise en état finale sont fondés sur diverses hypothèses, dont l'estimation des coûts de remise en état, les dates auxquelles la remise en état finale aura lieu et le taux d'inflation prévu. Au fur et à mesure que ces hypothèses changeront, TEP ajustera prospectivement les charges relatives à la remise en état finale sur la durée résiduelle des contrats d'approvisionnement en charbon.

TEP est autorisée à recouvrer l'intégralité de ces coûts auprès de ses clients de détail et, par conséquent, ces coûts sont reportés à titre d'actif réglementaire (note 8 ix)).

## **Central Hudson**

### *Enquête et remise en état des sites*

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 d'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. En 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 2015, une obligation de 92 millions \$ US (105 millions \$ US au 31 décembre 2014) a été comptabilisée au titre de l'enquête et de la remise en état des sites et, en fonction d'une analyse de modélisation des coûts effectuée en 2014, 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 169 millions \$ US.

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 de l'État de New York, 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 d'usines de gaz et les limites tarifaires prévues, et les coûts financiers seront comptabilisés dans les soldes reportés au taux de rendement autorisé avant impôts. Dans l'ordonnance tarifaire de trois ans rendue par la PSC en juin 2015, l'autorisation donnée à Central Hudson de reporter tous les coûts engagés pour l'enquête et la remise en état des sites des usines de gaz a été confirmée et prolongée jusqu'en juin 2018 (note 8 iv)).

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

### 34. ÉVENTUALITÉS (suite)

#### Central Hudson (suite)

##### *Litige sur l'amiante*

Avant et après son acquisition par Fortis, diverses poursuites liées à l'amiante ont été intentées contre Central Hudson. Bien qu'un total de 3 350 poursuites liées à l'amiante aient été intentées, 1 167 étaient pendantes au 31 décembre 2015. Parmi les poursuites intentées contre Central Hudson qui ne sont plus en instance, 2 027 ont été rejetées ou abandonnées sans paiement de la part de la société, et Central Hudson a réglé les 156 autres poursuites. La société n'est actuellement pas en mesure d'évaluer la validité des poursuites en instance 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 en instance 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.

#### FortisBC Electric

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 ait communiqué avec ses assureurs, le gouvernement de la Colombie-Britannique l'a informée qu'aucune réponse à la réclamation n'est requise pour le moment. 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.

#### 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 d'un 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.

### 35. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

Le 9 février 2016, Fortis et ITC (NYSE : ITC) ont conclu un accord de fusion en vertu duquel Fortis acquerra ITC dans le cadre d'une transaction (l'« acquisition ») évaluée à environ 11,3 milliards \$ US, compte tenu du cours de clôture de l'action ordinaire de Fortis et du taux de change au 8 février 2016. La transaction prévoit que les actionnaires d'ITC recevront 22,57 \$ US en espèces et 0,7520 action ordinaire de Fortis contre chaque action ordinaire d'ITC, pour une contrepartie totale d'environ 6,9 milliards \$ US et Fortis prendra en charge environ 4,4 milliards \$ US de la dette consolidée d'ITC.

ITC est la première infrastructure de transport indépendante des États-Unis. ITC possède et exploite des infrastructures de transport à haute tension au Michigan, en Iowa, au Minnesota, en Illinois, au Missouri, au Kansas et en Oklahoma. Elle répond à une demande de pointe combinée de plus de 26 000 MW sur plus de 15 600 milles de lignes de transport. Elle fournit également des services publics en plus d'être propriétaire indépendante de services de transport au Wisconsin. Les tarifs d'ITC sont réglementés par la FERC, un organisme de réglementation des services publics connu pour ses politiques parmi les plus souples en Amérique du Nord quant aux taux de rendement et aux ratios de capitaux propres. Les taux sont fixés au moyen de mécanismes prospectifs et ajustés chaque année, une approche qui permet de recouvrir les coûts en temps opportun et qui atténue le décalage attribuable à la réglementation.

En plus de répondre aux diverses conditions habituelles, l'acquisition doit recevoir l'approbation des actionnaires d'ITC et de Fortis, l'approbation de l'État et des autorités réglementaires et fédérales, notamment la FERC, le Comité pour l'investissement étranger aux États-Unis et la Federal Trade Commission/le ministère de la Justice des États-Unis, conformément à la *Hart-Scott-Rodino Antitrust Improvement Act*. La clôture de l'acquisition devrait avoir lieu à la fin de 2016.

L'acquisition prochaine s'intègre au modèle d'affaires et à la stratégie d'acquisition de la Société, et devrait donner lieu à une hausse du bénéfice d'environ 5 % par action ordinaire dès la première année suivant la clôture, à l'exception des dépenses ponctuelles liées à l'acquisition et en se basant sur des taux de change constants. L'acquisition représente une occasion unique pour Fortis de diversifier grandement ses activités sur les plans des territoires de compétence, du profil de risque et de la répartition par régions économiques. Selon un modèle pro forma, la base tarifaire de mi-exercice de 2016 prévue pour Fortis devrait augmenter d'environ 8 milliards \$ pour atteindre environ 26 milliards \$ après l'acquisition.

Le financement de l'acquisition a été structuré de manière à permettre à Fortis de conserver des notations financières de première qualité. Il s'inscrit également dans la structure de capital existante de la Société. La portion en espèces de l'acquisition sera financée principalement par l'émission de titres de créance de Fortis à hauteur d'environ 2 milliards \$ US et par la vente d'au plus 19,9 % d'ITC à un ou plusieurs investisseurs minoritaires axés sur les infrastructures. De plus, Fortis a obtenu un engagement de crédit-relais de 2,0 milliards \$ US de Goldman Sachs Bank USA pour soutenir la dette à long terme et un engagement de crédit relais de 1,7 milliard \$ US de la Banque de Nouvelle-Écosse pour soutenir essentiellement la vente de la participation minoritaire dans ITC. Ces facilités de crédit à terme non renouvelables sont remboursables intégralement au premier anniversaire de leur décaissement et Fortis prévoit que ces facilités de crédit-relais seront syndiquées, même si leur syndication n'est pas obligatoire.

À la clôture de l'acquisition, ITC deviendra une filiale de Fortis et environ 27 % des actions ordinaires de Fortis seront entre les mains d'actionnaires d'ITC. Dans le cadre de l'acquisition, Fortis s'inscrira auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis et présentera une demande d'admission à la Bourse de New York. Ses actions seront toujours cotées à la Bourse de Toronto.

### 36. CHIFFRES CORRESPONDANTS

Certains chiffres correspondants ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation de la période considérée. Par suite de l'adoption des nouvelles méthodes comptables en 2015 (note 3), les modifications suivantes ont été apportées aux états financiers comparatifs de la Société :

- i) le reclassement de frais financiers reportés d'environ 65 millions \$, qui ont été sortis des autres actifs à long terme pour être reclassés dans la dette à long terme au bilan consolidé de la Société au 31 décembre 2014 (note 15);
- ii) la présentation de tous les actifs et passifs d'impôts reportés dans la tranche à long terme. Cette modification de la présentation a entraîné les reclassements suivants au bilan consolidé au 31 décembre 2014 : i) une diminution des actifs d'impôts reportés à court terme de 158 millions \$, ii) une baisse des actifs d'impôts reportés à long terme de 62 millions \$, iii) une diminution des passifs d'impôts reportés à court terme de 9 millions \$; et iv) une baisse des passifs d'impôts reportés à long terme de 211 millions \$ (note 26). En outre, la Société a également reclassé les impôts reportés réglementaires connexes dans la tranche à long terme, ce qui a occasionné les reclassements suivants au bilan consolidé au 31 décembre 2014 : i) une diminution des actifs réglementaires à court terme de 18 millions \$, ii) une baisse des actifs réglementaires à long terme de 92 millions \$, iii) une diminution des passifs réglementaires à court terme de 19 millions \$; et iv) une baisse des passifs réglementaires à long terme de 91 millions \$ (note 8).

# Rétrospective financière

États des résultats (en millions de dollars)	2015 <sup>1</sup>	2014 <sup>1, 2, 3</sup>	2013 <sup>1, 3</sup>
Produits d'exploitation	6 727	5 401	4 047
Coûts de l'approvisionnement énergétique et charges d'exploitation	4 425	3 690	2 654
Amortissements	873	688	541
Autres revenus (charges), montant net	187	(25)	(31)
Frais financiers	553	547	389
Charge d'impôts sur les bénéfices	223	66	32
Bénéfice tiré des activités poursuivies	840	385	400
Bénéfice tiré des activités abandonnées, après impôts	–	5	–
Gain extraordinaire, après impôts	–	–	20
Bénéfice net	840	390	420
Bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	35	11	10
Bénéfice net attribuable aux actionnaires privilégiés	77	62	57
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	728	317	353
<b>Bilans (en millions de dollars)</b>			
Actifs à court terme	1 857	1 787	1 296
Écart d'acquisition	4 173	3 732	2 075
Autres actifs à long terme	2 638	2 410	1 925
Immobilisations de services publics et autres que de services publics et actifs incorporels	20 136	18 304	12 612
Total de l'actif	28 804	26 233	17 908
Passifs à court terme	2 638	2 676	2 084
Autres passifs à long terme	5 029	4 534	3 024
Dette à long terme (excluant la tranche à court terme)	10 784	9 911	6 424
Actions privilégiées (présentées à titre d'instruments d'emprunt)	–	–	–
Total du passif	18 451	17 121	11 532
Capitaux propres	10 353	9 112	6 376
<b>Flux de trésorerie (en millions de dollars)</b>			
Activités d'exploitation	1 673	982	899
Activités d'investissement	(1 368)	(4 199)	(2 164)
Activités de financement, excluant les dividendes	(14)	3 627	1 434
Dividendes, excluant les dividendes sur les actions privilégiées présentées à titre d'instruments d'emprunt	(332)	(266)	(248)
<b>Statistiques financières</b>			
Rendement fondé sur la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires (%)	9,75	5,45	8,06
<b>Ratios de financement (%) (fin de l'exercice)</b>			
Total de la dette, obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières (déduction faite de la trésorerie)	54,8	56,4	56,2
Actions privilégiées (présentées à titre d'instruments d'emprunt et de capitaux propres)	8,3	9,1	9,0
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	36,9	34,5	34,8
<b>Couverture de l'intérêt (multiple)</b>			
Instruments d'emprunt	2,7	1,6	1,9
Total des charges fixes	2,7	1,6	1,9
<b>Total dépenses en immobilisations brutes (en millions de dollars)</b>	2 243	1 725	1 175
<b>Données sur les actions ordinaires</b>			
Valeur comptable par action (fin de l'exercice) (\$)	28,62	24,89	22,38
Nombre moyen d'actions ordinaires en circulation (en millions)	278,6	225,6	202,5
Résultat de base par action ordinaire (\$)	2,61	1,41	1,74
Dividendes déclarés par action ordinaire (\$)	1,43	1,30	1,25
Dividendes versés par action ordinaire (\$)	1,40	1,28	1,24
Ratio dividendes/bénéfice (%)	53,6	90,8	71,3
Ratio cours/bénéfice (multiple)	14,3	27,6	17,5
<b>Sommaire de la négociation des actions (TSX)</b>			
Cours le plus haut (\$)	42,23	40,83	35,14
Cours le plus bas (\$)	34,16	29,78	29,51
Cours de clôture (\$)	37,41	38,96	30,45
Volume (en milliers)	172 038	174 566	120 470

<sup>1</sup> Les données financières de 2010 à 2015 ont été préparées selon les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis; celles d'avant 2010 ont été préparées selon les PCGR du Canada.

<sup>2</sup> Certains chiffres correspondants de 2014 ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation de l'exercice considéré.

<sup>3</sup> Les résultats ont été touchés par des éléments non récurrents en grande partie liés à l'acquisition de UNS Energy en 2014 et de Central Hudson en 2013.

## Rétrospective financière

2012 <sup>t</sup>	2011 <sup>t</sup>	2010 <sup>t</sup>	2009	2008	2007	2006
3 654	3 738	3 647	3 641	3 907	2 718	1 472
2 390	2 547	2 448	2 577	2 859	1 904	939
470	416	406	364	348	273	178
4	38	13	10	–	8	2
366	363	359	369	363	299	168
61	84	72	49	65	36	32
371	366	375	292	272	214	157
–	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–
371	366	375	292	272	214	157
9	9	10	12	13	15	8
47	46	45	18	14	6	2
315	311	320	262	245	193	147
1 093	1 132	1 205	1 124	1 150	1 038	405
1 568	1 565	1 561	1 560	1 575	1 544	661
1 715	1 580	1 309	917	487	424	331
10 574	9 937	9 336	8 538	7 954	7 276	4 049
14 950	14 214	13 411	12 139	11 166	10 282	5 446
1 350	1 305	1 491	1 592	1 697	1 804	558
2 449	2 281	1 977	1 325	763	732	508
5 741	5 685	5 616	5 239	4 848	4 588	2 532
–	–	–	320	320	320	320
9 540	9 271	9 084	8 476	7 628	7 444	3 918
5 410	4 943	4 327	3 663	3 538	2 838	1 528
992	915	742	681	661	373	263
(1 096)	(1 115)	(980)	(1 045)	(852)	(2 033)	(634)
396	386	451	563	387	1 826	456
(225)	(206)	(189)	(176)	(191)	(146)	(77)
8,06	8,79	10,06	8,41	8,70	10,00	11,87
55,3	57,1	60,4	60,2	59,5	64,3	61,1
9,7	8,3	8,7	6,9	7,3	5,2	10,0
35,0	34,6	30,9	32,9	33,2	30,5	28,9
2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	2,2
2,0	2,0	2,0	1,8	1,8	1,7	2,0
1 146	1 171	1 071	1 024	935	803	500
20,84	20,25	18,65	18,61	17,97	16,69	12,19
190,0	181,6	172,9	170,2	157,4	137,6	103,6
1,66	1,71	1,85	1,54	1,56	1,40	1,42
1,21	1,17	1,41	0,78	1,01	0,88	0,70
1,20	1,16	1,12	1,04	1,00	0,82	0,67
72,3	67,8	60,5	67,5	64,1	58,6	47,2
20,6	19,5	18,4	18,6	15,8	20,7	21,0
34,98	35,45	34,54	29,24	29,94	30,00	30,00
31,70	28,24	21,60	21,52	20,70	24,50	20,36
34,22	33,37	33,98	28,68	24,59	28,99	29,77
115 962	126 341	120 855	121 162	132 108	100 920	60 094

# Renseignements pour les investisseurs

## Dates prévues de versement des dividendes\* et de publication des résultats

### Dates de fermeture des registres

18 mai 2016	19 août 2016
18 novembre 2016	16 février 2017

### Dates de versement des dividendes

1 <sup>er</sup> juin 2016	1 <sup>er</sup> septembre 2016
1 <sup>er</sup> décembre 2016	1 <sup>er</sup> mars 2017

### Dates de publication des résultats

3 mai 2016	29 juillet 2016
4 novembre 2016	16 février 2017

\* 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 » ou « agent des transferts ») 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

8<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 jeudi 5 mai 2016  
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 RRD, 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 I; les actions privilégiées de premier rang, série J; les actions privilégiées de premier rang, série K; et les actions privilégiées de premier rang, série M de Fortis Inc. sont négociées à la Bourse de Toronto sous les symboles FTS, FTS.PR.E, FTS.PR.F, FTS.PR.G, FTS.PR.H, FTS.PR.I, FTS.PR.J, FTS.PR.K et FTS.PR.M, 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

Téléphone : 709 737 2800  
Télécopieur : 709 737 5307  
Courriel : [investorrelations@fortisinc.com](mailto:investorrelations@fortisinc.com)

## Dirigeants de Fortis Inc.

### Barry V. Perry

Président et chef de la direction

### Karl W. Smith

Vice-président directeur et chef des finances

### Nora M. Duke

Vice-présidente directrice

Services aux entreprises et chef des ressources humaines

### Earl A. Ludlow

Vice-président directeur, exploitation dans l'Est du Canada et les Caraïbes

### David C. Bennett

Vice-président, chef du contentieux et secrétaire de la Société

### Janet A. Craig

Vice-présidente, relations avec les investisseurs

### Karen J. Gosse

Vice-présidente, planification et prévisions

### Annette M. Iwasaki

Vice-présidente, gestion des talents

### James D. Roberts

Vice-président, contrôleur

### James D. Spinney

Vice-président, trésorier

### Photographies :

David Sanders, Tucson (AZ)  
Christopher Valdez, Poughkeepsie (NY)  
Oscar Alonzo, San Ignacio (BZ)  
Doell Photography, Trail (C.-B.)  
Shawn Talbot, Kelowna (C.-B.)  
Ned Pratt, St. John's (T.-N.-L.)

### Conception et production :

Colour, St. John's (T.-N.-L.)  
colour-nl.ca

Moveable Inc., Toronto (ON)

### Imprimeur :

The Lowe-Martin Group, Ottawa (ON)

## Conseil d'administration

### David G. Norris \* \* \*

Président du conseil d'administration, Fortis Inc.  
St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador

### Tracey C. Ball \*

Administratrice de sociétés  
Edmonton, Alberta

### Pierre J. Blouin \*

Administrateur de sociétés  
Île Bizard, Québec

### Peter E. Case \* \*

Administrateur de sociétés  
Kingston, Ontario

### Maura J. Clark \*

Administratrice de sociétés  
New York, New York

### Ida J. Goodreau \* \*

Administratrice de sociétés  
Vancouver, Colombie-Britannique

### Douglas J. Haughey \* \*

Administrateur de sociétés  
Calgary, Alberta

### Harry McWatters \*

Président, Vintage Consulting Group Inc.  
Summerland, Colombie-Britannique

### Ronald D. Munkley \* \*

Administrateur de sociétés  
Mississauga, Ontario

### Barry V. Perry

Président et chef de la direction, Fortis Inc.  
St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador

\* 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).

The logo for Fortis Inc. features the word "FORTIS" in a bold, serif font, with a stylized wave icon integrated into the letter "O". To the right of "FORTIS" is the word "INC." in a smaller, sans-serif font.

**FORTIS** INC.

Fortis Place | Suite 1100, 5 Springdale 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