

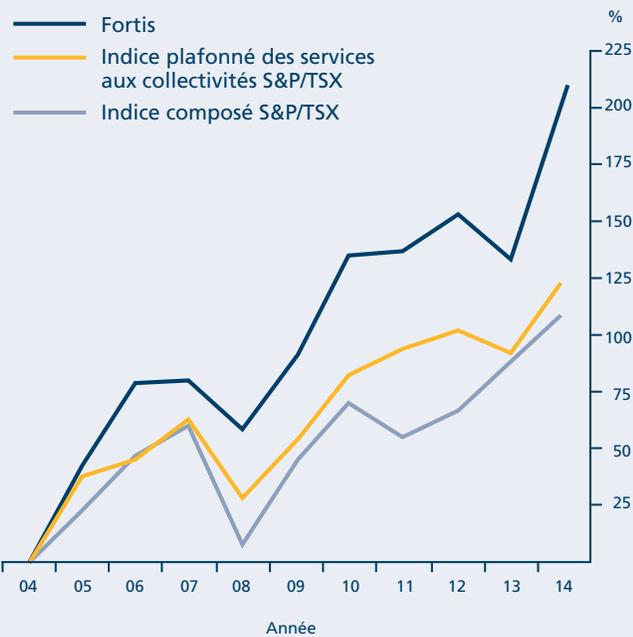


Activités de services publics réglementés*



* Fortis Inc. possède des actifs hydroélectriques non réglementés au Belize, en Ontario, en Colombie-Britannique et dans le nord-ouest de l'État de New York.

Rendement cumulatif total des 10 dernières années



Total de l'actif de 26,6 milliards \$ (au 31 décembre 2014)

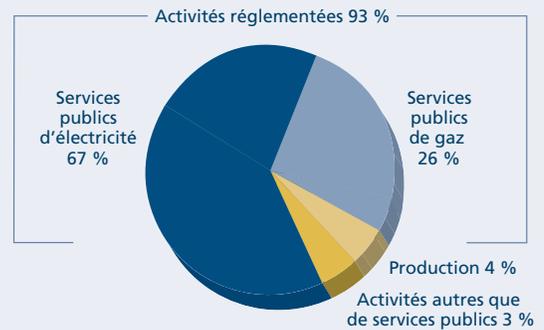


Table des matières

Faits saillants pour les investisseurs	1
Rapport aux actionnaires	4
Rapport de gestion	7
États financiers	72
Rétrospective financière	138
Renseignements pour les investisseurs	140

Activités réglementées

Entreprise de services publics	Clients		Employés (nombre)	Demande de pointe		Ventes d'électricité (GWh)	Volumes de gaz (PJ)	Bénéfice (M\$)	Actif total (G\$)	E2015	
	Électricité (nombre)	Gaz (nombre)		Électricité (MW)	Gaz (TJ)					Base tarifaire de mi-exercice (G\$)	Programme de dépenses en immobilisations (M\$)
UNS Energy ¹	508 000	150 000	2 031	3 293	95	5 646	5	60	7,4	3,8	684
Central Hudson	300 000	77 000	923	1 060	138	5 075	23	37	2,7	1,3	165
FortisBC ²	166 000	967 000	2 160	684	1 324	3 179	195	173	7,8	5,0	488
FortisAlberta	530 000	–	1 144	2 648	–	17 372	–	103	3,5	2,7	417
Services publics dans l'Est du Canada ³	402 000	–	1 038	1 918	–	8 376	–	60	2,3	1,6	159
Caribbean Electric ⁴	41 000	–	364	137	–	771	–	27	1,0	0,8	125
Total	1 947 000	1 194 000	7 660	9 740	1 557	40 419	223	460	24,7	15,2	2 038

¹⁾ UNS Energy Corporation (« UNS Energy ») a été acquise par Fortis le 15 août 2014. Les données sur les ventes d'électricité, les volumes de gaz et le bénéfice sont en date du 15 août 2014, date de l'acquisition.

²⁾ Comprend les sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric.

³⁾ Comprend Newfoundland Power, Maritime Electric et FortisOntario.

⁴⁾ Comprend Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos. Les données englobent la totalité 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.

Activités non réglementées

	Capacité de production (MW)	Employés (nombre)	Ventes d'énergie (GWh)	Bénéfice (M\$)	Actif total (G\$)	Programme de dépenses en immobilisations de l'E2015 (M\$)
Fortis Generation ¹	103	40	407	20	1,0 ²	78 ³
Activités autres que de services publics ⁴	–	2 300	–	28	0,7	36 ⁵

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

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

³⁾ Comprend un montant de 76 millions \$ lié à la centrale hydroélectrique Expansion Waneta en Colombie-Britannique.

⁴⁾ Comprend Fortis Properties, qui exploite environ 2,8 millions de pieds carrés de locaux pour bureaux d'affaires et commerces de détail, principalement dans les provinces du Canada atlantique, et 23 hôtels à l'échelle du Canada.

⁵⁾ Comprend un montant de 33 millions \$ au titre des activités non réglementées de 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 2014, à moins d'indication contraire.

FORTIS est un chef de file sur le marché nord-américain des entreprises de services publics. Dans toutes ses activités, Fortis gère ses ressources de façon prudente et offrira un service de qualité afin de maximiser la valeur pour les clients et les actionnaires.

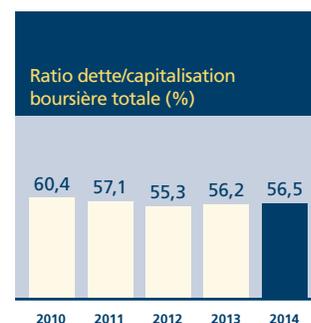
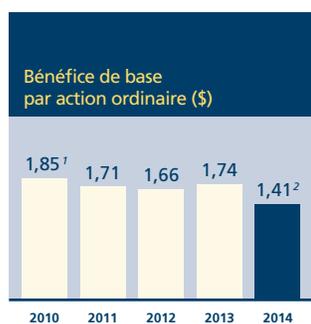
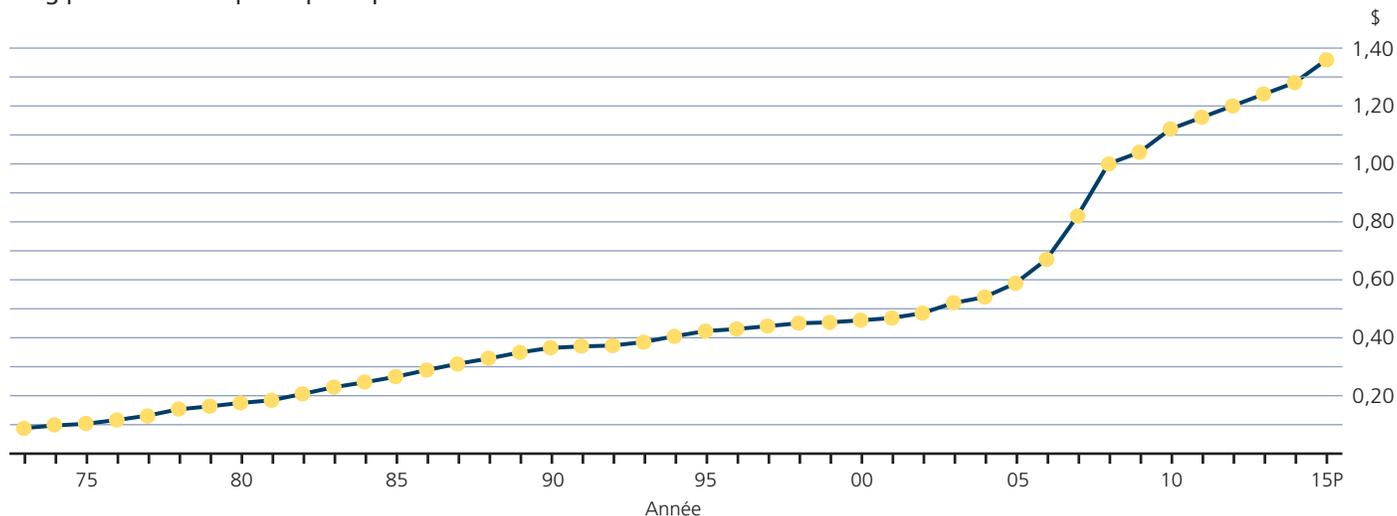
Fortis continuera de se concentrer sur trois grands objectifs :

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

Faits saillants pour les investisseurs

Dividendes versés par action ordinaire

Fortis a accru le dividende annualisé qu'elle verse aux actionnaires ordinaires pour une 42^e année d'affilée, le record le plus long parmi les entreprises publiques au Canada.

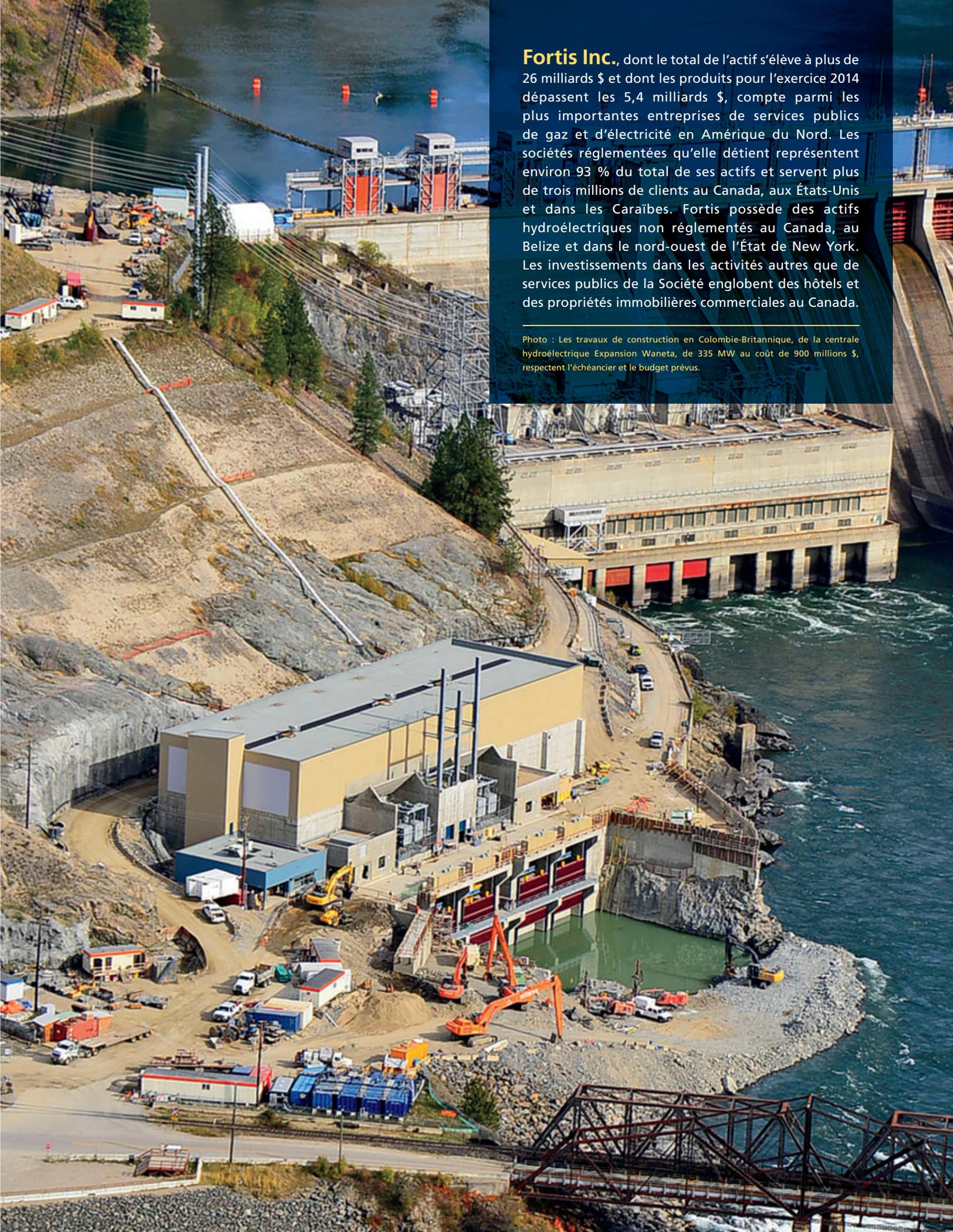


¹) Tient compte de l'incidence favorable de 46 millions \$ sur le bénéfice liée à la constatation d'un actif réglementaire associé aux régimes d'avantages complémentaires de retraite à l'adoption des PCGR des États-Unis.

²) Les résultats ont subi l'incidence de divers éléments non récurrents liés surtout à l'acquisition de UNS Energy en 2014.

Toute l'information financière est exprimée en dollars canadiens.

Information pour les exercices clos les 31 décembre.



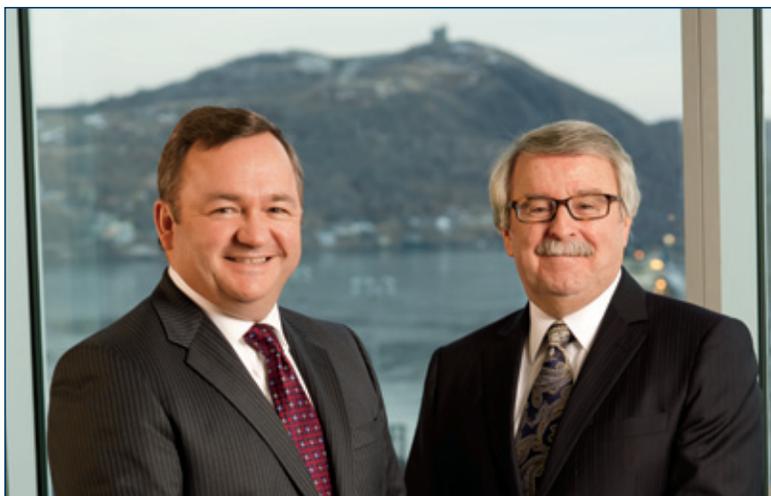
Fortis Inc., dont le total de l'actif s'élève à plus de 26 milliards \$ et dont les produits pour l'exercice 2014 dépassent les 5,4 milliards \$, compte parmi les plus importantes entreprises de services publics de gaz et d'électricité en Amérique du Nord. Les sociétés réglementées qu'elle détient représentent environ 93 % du total de ses actifs et servent plus de trois millions de clients au Canada, aux États-Unis et dans les Caraïbes. Fortis possède des actifs hydroélectriques non réglementés au Canada, au Belize et dans le nord-ouest de l'État de New York. Les investissements dans les activités autres que de services publics de la Société englobent des hôtels et des propriétés immobilières commerciales au Canada.

Photo : Les travaux de construction en Colombie-Britannique, de la centrale hydroélectrique Expansion Waneta, de 335 MW au coût de 900 millions \$, respectent l'échéancier et le budget prévus.

Rapport aux actionnaires

Votre Société a connu une année 2014 marquée par la transformation.

L'acquisition en août dernier de UNS Energy Corporation (UNS Energy), établie en Arizona, pour un montant de 4,5 milliards \$ US, a transformé votre Société qui, de plus importante société ouverte de services publics de distribution d'électricité et de gaz au Canada, est devenue l'un des chefs de file des services publics d'électricité et de gaz en Amérique du Nord. UNS Energy possède trois entreprises de services publics qui servent 658 000 clients acheteurs d'électricité et de gaz, principalement dans la ville de Tucson. L'acquisition de UNS Energy a été conclue en seulement huit mois et a considérablement contribué à notre performance au cours de l'exercice. À l'exclusion des charges non récurrentes liées à l'acquisition, l'acquisition a immédiatement fait croître le résultat par action ordinaire. À l'heure actuelle, les actifs de Fortis totalisent plus de 26 milliards \$, dont environ un tiers proviennent de l'acquisition de UNS Energy. Fortis possède neuf entreprises de services publics – cinq au Canada, deux aux États-Unis et deux dans les Caraïbes – et sert plus de trois millions de clients acheteurs d'électricité et de gaz. La diversification géographique de la Société a été accrue, dans la mesure où pas plus du tiers de l'actif total est situé dans un même territoire réglementé, ce qui permet d'atténuer le risque d'affaires. Les actifs réglementés au Canada et aux États-Unis représentent environ respectivement 51 % et 38 % de l'actif total.



Barry Perry, président-directeur général, Fortis Inc. (à gauche) et David Norris, président du conseil d'administration, Fortis Inc. (à droite).

Le 31 décembre 2014, après 35 ans de carrière chez Fortis, H. Stanley Marshall a pris sa retraite à titre de président-directeur général. M. Marshall s'est fait un point d'honneur de ne jamais compromettre notre obligation de servir nos clients, tout en faisant croître nos actifs de services publics de manière rentable. Parmi les réalisations majeures de M. Marshall, mentionnons la direction de l'expansion de la Société dans l'Ouest canadien grâce à l'acquisition des actifs de services publics d'électricité d'Aquila en Alberta et en Colombie-Britannique en 2004, l'acquisition de Terasen Gas en Colombie-Britannique en 2007, notre première entrée sur le marché américain grâce à l'acquisition de Central Hudson Gas & Electric Corporation (Central Hudson) en 2013 et la croissance récente aux États-Unis avec l'acquisition de UNS Energy.

La transition à la nouvelle équipe de direction, qui s'est amorcée au milieu de 2014, est maintenant chose faite. Nos nouveaux vice-présidents directeurs, Karl Smith, John Walker et Earl Ludlow, assument pleinement leurs nouvelles fonctions et s'engagent à continuer de renforcer la position de Fortis à titre de chef de file du secteur des services publics en Amérique du Nord.

En décembre dernier, Fortis a haussé son dividende trimestriel par action ordinaire, qui est passé de 0,32 \$ à 0,34 \$, à compter du dividende du premier trimestre de 2015, donnant lieu à un dividende annualisé de 1,36 \$. Fortis a accru son dividende par action ordinaire annualisé pour une 42^e année d'affilée, maintenant ainsi le plus long record pour une société ouverte du Canada. Au cours des 10 dernières années, les dividendes ont augmenté à un taux annuel composé d'environ 9 %.

En 2014, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 317 millions \$, ou 1,41 \$ par action ordinaire, en comparaison de 353 millions \$, ou 1,74 \$ par action ordinaire, en 2013. Compte non tenu de l'incidence d'un certain nombre d'éléments non récurrents en 2014 et en 2013, qui est décrite plus en détail à la rubrique « Rapport de gestion » du présent rapport annuel, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour 2014 a été de 407 millions \$, ou 1,81 \$ par action ordinaire, une augmentation de 63 millions \$, ou 0,11 \$ par action ordinaire, en regard de 344 millions \$, ou 1,70 \$ par action ordinaire, en 2013.

Fortis a dégagé pour ses actionnaires ordinaires un rendement total d'environ 32 % en 2014, surpassant de loin le rendement respectif d'environ 16 % et 11 % de l'indice plafonné des services aux collectivités S&P/TSX et de l'indice composé S&P/TSX. Sur la dernière décennie, les actionnaires de Fortis sont eu droit à un rendement annuel total de 12 %, soit environ 4 % de plus que le rendement respectif de l'indice plafonné des services aux collectivités S&P/TSX et de l'indice composé S&P/TSX.

Le calendrier réglementaire a de nouveau été chargé en 2014, et des instances réglementaires importantes sont en cours en Alberta et dans l'État de New York. En matière de réglementation, nous avons accordé la priorité, à l'échelle de la Société, au maintien de la confiance que nous témoignent nos organismes de réglementation et de notre crédibilité à leurs yeux, notamment en déposant des demandes réglementaires de grande qualité, transparentes et exhaustives.

En 2014, une décision importante a été rendue en faveur de FortisBC, qui lui a permis de regrouper ses trois entreprises de services publics de gaz et d'adopter une structure tarifaire commune pour la majorité des clients acheteurs de gaz naturel. Une autre décision a également été rendue à l'égard des demandes de plan tarifaire pluriannuel fondé sur le rendement de FortisBC, qui a instauré des tarifs fondés sur une formule pour une durée de six ans, soit jusqu'en 2019. La décision n'a pas eu une incidence considérable sur le bénéfice de 2014. Une instance générale sur le coût du capital est en cours en Alberta, et une décision devrait être rendue au premier trimestre de 2015. Par ailleurs, une décision à l'égard d'une demande relative au programme de dépenses en immobilisations de FortisAlberta, la demande de suivi du capital combinée, a été rendue le 5 mars 2015, et la décision finale relative à la demande connexe d'augmentation des produits devrait suivre. Central Hudson a déposé une demande tarifaire générale visant l'établissement des tarifs qui entreront en vigueur le 1^{er} juillet 2015. Une proposition conjointe de règlement a été déposée en février 2015, qui prévoit de nouveaux tarifs pour une période de trois ans à compter du 1^{er} juillet 2015, compte tenu d'un taux

Rapport aux actionnaires

de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires de 9 % et d'un ratio de capitaux propres de 48 %. Des audiences publiques de présentation des déclarations devraient se tenir en mars ou en avril, et la proposition conjointe de règlement devrait être déposée auprès de l'organisme de réglementation en juin pour examen et approbation.

Les marchés financiers ont toujours fait confiance à Fortis, comme en témoigne le succès de nos importantes opérations de financement réalisées au cours de l'exercice. Le financement de l'acquisition de UNS Energy comprenait une émission d'actions ordinaires d'un capital de 1,8 milliard \$ et une émission d'actions privilégiées d'un capital de 600 millions \$. De plus, Fortis et ses filiales ont mobilisé plus de 1 milliard de dollars par l'émission de titres de créance à long terme à des taux d'intérêt attractifs.

Le programme d'investissement consolidé annuel de la Société a atteint un sommet de 1,7 milliard \$ en 2014, en hausse de près de 50 % par rapport à 2013. Les travaux de construction en Colombie-Britannique de la centrale hydroélectrique Expansion Waneta (« Expansion Waneta »), de 335 mégawatts (« MW ») au coût de 900 millions \$, respectent l'échéancier et le budget prévus. La centrale devrait être mise en service ce printemps. La production sera vendue à BC Hydro et à FortisBC Electric en vertu de contrats de 40 ans. Fortis détient une participation de 51 % dans cette centrale. De plus, FortisBC a entrepris, l'automne dernier, les travaux de construction liés à l'agrandissement de ses installations de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de Tilbury (l'expansion de Tilbury) au coût de 400 millions \$, à Delta, en Colombie-Britannique. Ce nouveau projet ajoutera un deuxième réservoir de GNL et un nouveau liquéfacteur, les deux devant être en service en 2016. En décembre, UNS Energy a diversifié son portefeuille de production et réduit sa dépendance envers le charbon à titre de source d'approvisionnement en énergie grâce à l'acquisition de l'unité 3 de la rivière Gila, une unité à cycle combiné alimentée au gaz d'une capacité nominale de 550 MW, pour 252 millions \$ (219 millions \$ US).

Depuis l'annonce initiale de nos projets d'agrandissement des installations de GNL en Colombie-Britannique à la fin de 2013, certaines régions, comme la côte nord-ouest du Pacifique, Hawaï, l'Alaska et les marchés internationaux, ont manifesté un vif intérêt pour un approvisionnement en GNL. Nous examinons à l'heure actuelle la possibilité de procéder à une deuxième phase de l'expansion de Tilbury qui comporterait une capacité de liquéfaction additionnelle, à un coût estimatif de 450 millions \$.

Le projet de pipeline vers les installations de GNL à Woodfibre est une autre possibilité que nous envisageons. Les installations à Woodfibre sont dans une ancienne usine de papier située près de Squamish, en Colombie-Britannique. FortisBC a l'occasion de prolonger son pipeline de gaz et d'en augmenter la compression pour transporter du gaz naturel vers ces installations. L'investissement de FortisBC est estimé à environ 600 millions \$.

L'énergie propre joue un rôle important à l'heure où nous continuons de construire de nouvelles infrastructures et de trouver d'autres sources d'approvisionnement en énergie. Par exemple, en Arizona, les installations de panneaux solaires sur toit et les centrales solaires commerciales ne sont que quelques-unes des possibilités que Fortis examine dans ce territoire. En Colombie-Britannique, notre entreprise de services publics de gaz récupère le biométhane et le gaz renouvelable produits par des sites d'enfouissement pour son approvisionnement en gaz. Ces investissements sont relativement modestes à l'heure actuelle, mais nous nous montrons optimistes quant aux perspectives de croissance future.

Tucson Electric Power, principale entreprise de services publics de UNS Energy, met en œuvre une stratégie de diversification des ressources, qui prévoit le retrait d'une capacité de 500 MW provenant d'installations alimentées au charbon d'ici 2020, soit environ le tiers de sa capacité actuelle provenant d'installations alimentées au charbon. Le charbon sera remplacé par une énergie renouvelable très efficace qui sera utilisée dans les centrales à cycle combiné alimentées au gaz et par une énergie renouvelable à haute efficacité énergétique.

Du côté de nos activités dans les Caraïbes, Caribbean Utilities a été sélectionnée parmi les soumissionnaires pour une nouvelle capacité de production sur l'île Grand Caïman, qui devrait être mise en service d'ici juin 2016. En 2014 également, Fortis Turks and Caicos est devenue la première entreprise des îles Turks and Caicos à obtenir du financement à long terme aux États-Unis, mobilisant 90 millions \$ US sur les marchés de la dette.

Nous avons entrepris un examen stratégique de Fortis Properties à l'automne de 2014, et nous prévoyons prendre une décision quant à l'avenir de cette entreprise au deuxième trimestre de 2015. Fortis Properties est une entreprise prospère que Fortis a bâtie de toutes pièces et qui, à l'heure actuelle, possède 23 hôtels et des propriétés immobilières commerciales d'une superficie de 2,8 millions de pieds carrés.

Fortis est toujours l'une des sociétés de portefeuille de services publics les mieux cotées en Amérique du Nord, Standard & Poor's (« S&P ») attribuant à ses titres de créance la note A-, et DBRS, la note A (bas). En octobre 2014, après la conclusion du financement par titres de capitaux propres associé à l'acquisition de UNS Energy, S&P a confirmé la note de crédit de la Société et révisé la perspective à stable. De même, en décembre 2014, DBRS a confirmé la note de crédit de la Société avec une perspective stable.



L'équipe de direction de Fortis Inc. (g-d) : John Walker, v.-p. directeur, exploitation dans l'Ouest canadien; David Bennett, v.-p., chef du contentieux et secrétaire de la Société; Barry Perry, président-directeur général; Karl Smith, v.-p. directeur et chef des finances; Earl Ludlow, v.-p. directeur, exploitation dans l'Est du Canada et les Caraïbes.

Rapport aux actionnaires

C'est une période très stimulante pour Fortis. Après une décennie de solide croissance, grâce surtout à des acquisitions, Fortis entre dans une ère de croissance interne importante provenant de ses activités existantes. Notre programme d'investissement consolidé, qui repose sur la nécessité de répondre aux besoins énergétiques de nos clients, devrait dépasser les 2 milliards \$ en 2015. Au cours de la période de cinq exercices s'échelonnant jusqu'en 2019, les dépenses en immobilisations devraient atteindre environ 9 milliards \$. Ce montant comprend des dépenses en immobilisations de plus de 2 milliards \$ pour UNS Energy, et suppose l'achèvement de l'Expansion Waneta et de l'expansion de Tilbury.

Au cours des cinq prochains exercices, le total de l'investissement dans des infrastructures énergétiques devrait augmenter la base tarifaire de mi-exercice d'environ 36 %, qui passerait de 14 milliards \$ en 2014 à environ 19 milliards \$ en 2019. Sur cinq ans, ces dépenses en immobilisations devraient entraîner l'augmentation de la base tarifaire à un taux de croissance annuel composé de 6,5 % jusqu'en 2019. Si l'on compte les importantes occasions d'investissement dans le secteur du gaz naturel en Colombie-Britannique susmentionnées – l'agrandissement des installations de GNL de Tilbury et le prolongement d'un pipeline jusqu'aux installations de GNL à Woodfibre – le taux de croissance annuel composé sur cinq exercices jusqu'en 2019 pourrait monter à 7,5 %.

Nous continuons d'entrevoir avec optimisme l'avenir de Fortis. Il importe de souligner que cet optimisme est de bien des façons directement attribuable aux compétences et au dévouement de nos employés et à la solide culture d'entreprise de Fortis. Nous souhaitons chaleureusement la bienvenue aux quelque 2 000 employés et plus de UNS Energy qui se sont joints à l'équipe de Fortis en 2014. Je tiens à mentionner à chacun de nos employés que Fortis doit son succès à leur travail constant et leur engagement envers les clients. Merci de votre contribution continue. Nous tenons tout particulièrement à remercier Frank Crothers, qui quittera le conseil d'administration en 2015 après huit années de loyaux services, et à lui offrir nos meilleurs vœux. Enfin, toute notre gratitude va à 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 Perry
Président-directeur général, Fortis Inc.

Décès



Michael Pavey

En février, nous avons tous été profondément attristés d'apprendre le décès d'un membre de notre conseil d'administration, notre collègue et ami Michael Pavey. M. Pavey a été élu administrateur de Fortis Inc. en 2004 et, au moment de son décès, il était le membre qui comptait le plus d'ancienneté. M. Pavey a été membre du comité d'audit et du comité des ressources humaines, qu'il présidait depuis 2013. Auparavant, il a été administrateur de Maritime Electric Company, Limited.

Nous sommes sincèrement reconnaissants pour la contribution exceptionnelle de M. Pavey à Fortis au cours des 11 dernières années et, plus récemment pour son leadership exemplaire à titre de président du comité des ressources humaines. Il a toujours fait preuve de sagesse, d'attention aux détails, d'un grand sens moral et d'un engagement ferme à l'égard de principes de gouvernance sains. Bien que ces qualités soient caractéristiques de M. Pavey, il en a toujours fait usage avec beaucoup de respect, de sérieux et de tact et un merveilleux sens de l'humour. Fortis a retiré un bien immense de la sagacité et de la contribution enthousiaste de M. Pavey et des années d'amitié avec cette personne hors du commun.

Table des matières

Énoncés prospectifs	7
Aperçu de la Société	9
Stratégie de la Société	12
Tendances, occasions et risques principaux	12
Éléments importants	15
Sommaire des faits saillants financiers	16
Résultats d'exploitation consolidés	18
Résultats d'exploitation sectoriels	19
Entreprises de services publics réglementés	19
Entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz aux États-Unis	19
UNS Energy	19
Central Hudson	20
Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada	21
Sociétés FortisBC Energy	21
Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada	22
FortisAlberta	22
FortisBC Electric	23
Entreprises de services publics d'électricité dans l'est du Canada	23
Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	24
Activités non réglementées	24
Activités non réglementées – Fortis Generation	24
Activités non réglementées – autres que de services publics	25
Siège social et autres	26
Faits saillants en matière de réglementation	27
Nature de la réglementation	27
Principales décisions et demandes réglementaires	28
Situation financière consolidée	30
Situation de trésorerie et sources de financement	31
Sommaire des flux de trésorerie consolidés	31
Obligations contractuelles	34
Structure du capital	36
Notes de crédit	37
Programme d'investissement	37
Besoins en flux de trésorerie	40
Facilités de crédit	40
Arrangements hors bilan	41
Gestion des risques d'affaires	42
Modifications de méthodes comptables	56
Prises de position comptables futures	56
Instruments financiers	57
Estimations comptables critiques	59
Principales informations financières annuelles	66
Résultats du quatrième trimestre	67
Sommaire des résultats trimestriels	69
Évaluation par la direction des contrôles et procédures de communication de l'information et des contrôles internes à l'égard de l'information financière	70
Perspectives	71
Données sur les actions en circulation	71

En date du 18 février 2015

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 2014. L'information financière pour 2014 et les périodes comparatives figurant dans le présent rapport de gestion a été préparée conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») et est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire.

Fortis inclut dans le rapport de gestion des énoncés prospectifs au sens prévu par les lois sur les valeurs mobilières applicables du Canada (« énoncés prospectifs »). Les énoncés prospectifs reflètent les attentes de la direction à l'égard de la croissance future, des résultats d'exploitation, du rendement, des perspectives et des occasions d'affaires de la Société et peuvent ne pas convenir à d'autres circonstances. Tous les énoncés prospectifs sont formulés sous réserve des dispositions d'exonération des lois canadiennes sur les valeurs mobilières applicables. Les termes « anticiper », « croire », « s'attendre à », « projeter », « estimer », « prévoir », « avoir l'intention de », « planifier » et autres expressions similaires et certains verbes au futur ou au conditionnel comme « pourrait » et « devrait » sont souvent utilisés pour désigner de l'information prospective, mais l'information prospective ne contient pas toujours ces mots clés. Les énoncés prospectifs reflètent les opinions actuelles de la direction et sont fondés sur les renseignements actuellement disponibles. L'information prospective contenue dans le présent rapport de gestion comprend, sans s'y restreindre : l'examen par la Société des options stratégiques en ce qui concerne son parc immobilier et commercial; la prévision que UNS Energy Corporation (« UNS Energy ») est en mesure de satisfaire les besoins de sa clientèle et de répondre à la demande de pointe future; la prévision qu'il y aura une importante réduction de l'utilisation du charbon dans certaines installations de production de UNS Energy d'ici 2020; le moment prévu du dépôt des demandes réglementaires et de la réception et de l'issue des décisions réglementaires; les dépenses en immobilisations brutes consolidées prévisionnelles de la Société pour 2015 et le total pour la période de cinq ans de 2015 à 2019; la nature, le calendrier et les coûts prévus de certains projets d'investissement, y compris, sans toutefois s'y limiter, la centrale hydroélectrique Expansion Waneta, l'expansion des installations de gaz naturel liquéfié à Tilbury, l'expansion du pipeline de Woodfibre, l'aménagement d'une centrale diesel sur l'île Grand Caiman et le projet de transport à Pinal en Arizona; la prévision que l'important programme d'investissement de la Société favorisera la croissance continue du bénéfice et des dividendes; l'attente selon laquelle les besoins de liquidités liés à la réalisation des programmes d'immobilisations des filiales seront pourvus 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 2015, de leurs charges d'exploitation et intérêts débiteurs, et de leurs versements de dividendes; les échéances et les remboursements de la dette à long terme consolidée prévus en 2015 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 2015; l'intention

Rapport de gestion

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 croissance prévue des ventes d'électricité des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes; l'incidence des progrès technologiques et des nouvelles normes d'efficacité énergétique sur les résultats d'exploitation de la Société; l'incidence des lois et règlements nouveaux et révisés en matière d'environnement sur les résultats d'exploitation de la Société; 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; la conviction que la Société a de solides preuves à l'appui du caractère inconstitutionnel de l'expropriation du placement de la Société au Belize; la prévision que les négociations collectives en cours seront réglées en 2015; 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 qui sous-tendent les énoncés prospectifs sont fondées sur des hypothèses qui comprennent, sans s'y limiter : des perspectives favorables pour la vente potentielle d'actifs ou d'actions dans les marchés des hôtels et des propriétés immobilières commerciales; la réception des approbations réglementaires nécessaires et des ordonnances tarifaires demandées, sans qu'aucune décision réglementaire défavorable importante n'ait été rendue, et l'attente de stabilité en matière de réglementation; le recouvrement continu par FortisAlberta de ses coûts de service et sa capacité à réaliser son taux de RCP autorisé selon la tarification axée sur le rendement (« TAR »), laquelle est entrée en vigueur pour une période de cinq ans commençant le 1^{er} janvier 2013; pas de volatilité importante des taux d'intérêt; l'absence de perturbations de service ou de passifs environnementaux importants attribuables à un sinistre ou à un bouleversement de l'environnement résultant de conditions climatiques difficiles, d'autres phénomènes naturels ou des événements majeurs; la capacité continue 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; pas de dépassement important de coûts d'investissement et de financement liés à la construction de la centrale hydroélectrique Expansion Waneta non réglementée; des liquidités et des sources de financement suffisantes; la possibilité que la Société reçoive un dédommagement approprié du gouvernement du Belize pour la juste valeur de l'investissement de la Société dans Belize Electricity Limited (« Belize Electricity »), qui a été expropriée par le gouvernement du Belize; la possibilité que Belize Electric Company Limited ne soit pas expropriée par le gouvernement du Belize; la poursuite des projets de développement locaux aux îles Turks and Caicos en 2015; 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 concurrence constante des prix du gaz naturel par rapport à ceux de l'électricité et d'autres sources d'énergie de remplacement; la disponibilité ininterrompue de l'approvisionnement en gaz naturel, en combustible, 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, de 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 facteurs de risque pour 2015 comprennent, sans s'y restreindre : l'incertitude de l'incidence du maintien d'un environnement de faibles taux d'intérêt sur les RCP autorisés pour les entreprises de services publics réglementés de la Société; l'incertitude concernant le traitement de certaines dépenses en immobilisations de FortisAlberta selon le mécanisme de TAR nouvellement mis en place; les risques associés au montant du dédommagement qui sera versé à Fortis pour son investissement dans Belize Electricity, qui a été exproprié par le gouvernement du Belize; et le délai de réception du dédommagement et la capacité du gouvernement du Belize de verser le dédommagement à Fortis.

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

APERÇU DE LA SOCIÉTÉ

Fortis est 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 plus de 26 milliards \$ et des produits d'exploitation de 5,4 milliards \$ pour l'exercice 2014. Les sociétés réglementées qu'elle détient représentent environ 93 % du total de ses actifs et servent plus de 3 millions de clients au Canada, aux États-Unis et dans les Caraïbes. Fortis possède des actifs hydroélectriques non réglementés au Canada, au Belize et dans le nord-ouest de l'État de New York. Les investissements dans les activités autres que de services publics de la Société englobent des hôtels et des propriétés immobilières commerciales au Canada. En 2014, les réseaux de distribution d'électricité de la Société ont répondu à une demande de pointe combinée de 9 740 mégawatts (« MW ») et ses réseaux de distribution de gaz ont répondu à une demande de pointe quotidienne de 1 557 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 d'après la réglementation fondée sur le coût du service et, dans certaines circonstances, 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. 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 subit généralement l'incidence de ce qui suit : i) les changements apportés par l'organisme de réglementation aux RCP ou RAB autorisés et à la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires 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) les écarts temporaires, au cours d'une période de présentation de l'information financière annuelle, entre le moment où les charges réelles sont engagées et celui où elles sont recouvrées auprès de la clientèle à même les tarifs. Lorsque des années témoins futures sont utilisées pour établir les besoins en revenus et fixer le tarif de base facturé à la clientèle, ce tarif n'est pas rajusté même si le coût du service réel diffère du coût estimatif, à l'exception de certains coûts prescrits qui peuvent être reportés 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. Fortis détient également des placements dans des actifs de production non réglementés et des actifs autres que de services publics, deux secteurs d'activité traités distinctement. Les investissements de la Société dans des actifs non réglementés procurent une flexibilité sur les plans financiers, fiscal et réglementaire, et améliorent le rendement pour les actionnaires.

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

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

Entreprises de services publics réglementés

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

Entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz – 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 415 000 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.



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

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 93 000 clients de détail dans les comtés de Mohave et de Santa Cruz, en Arizona.

À l'heure actuelle, TEP et UNS Electric possèdent ou louent des ressources de production ayant une capacité globale de 2 746 MW, y compris 53 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 1^{er} janvier 2015, environ 48 % de la capacité de production étaient alimentés au charbon.

UNS Gas est une société de services publics réglementés de distribution de gaz. La société sert environ 150 000 clients de détail dans les comtés de Mohave, Yavapai, Coconino, Navajo et 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 77 000 consommateurs de gaz naturel dans huit comtés de la région médiane de la vallée de l'Hudson dans l'État de New York. La société détient une capacité de production hydroélectrique et alimentée au gaz totalisant 64 MW. Central Hudson a été acquise par Fortis en juin 2013.

Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada

Sociétés FortisBC Energy : Comprennent principalement FortisBC Energy Inc. (« FEI »), FortisBC Energy (Vancouver Island) Inc. (« FEVI ») et FortisBC Energy (Whistler) Inc. (« FEWI ») (collectivement, les sociétés FortisBC Energy). 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 967 000 clients dans plus de 125 communautés. Les principales zones de service de FEI sont la vallée du bas Fraser, l'île de Vancouver, la Sunshine Coast, Whistler et l'intérieur 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, qui sert quelque 530 000 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 166 000 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 Brilliant de 149 MW et des installations d'agrandissement de la centrale hydroélectrique Brilliant de 120 MW, toutes deux propriétés conjointes de Columbia Power Corporation et de Columbia Basin Trust (« CPC/CBT »), et de la centrale hydroélectrique Arrow Lakes de 185 MW, propriété de CPC/CBT. En mars 2013, FortisBC Inc. a fait l'acquisition des actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la ville de Kelowna.
- c) *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 259 000 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 Caribbean Utilities Company, Ltd. (« Caribbean Utilities ») et Fortis Turks and Caicos. 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. Fortis détient une participation lui conférant le contrôle d'environ 60 % (60 % au 31 décembre 2013) dans Caribbean Utilities. Caribbean Utilities est une société ouverte cotée à la Bourse de Toronto (« TSX ») (TSX : CUP.U). Fortis Turks and Caicos comprend deux services publics d'électricité intégrés qui servent quelque 13 000 clients dans certaines îles de Turks et Caicos. Les services publics possèdent une capacité de production au diesel combinée de 76 MW.

Activités non réglementées – Fortis Generation

Fortis Generation comprend les résultats financiers des actifs de production non réglementée au Belize, en Colombie-Britannique, dans le nord-ouest de l'État de New York et en Ontario.

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 Limited (« Belize Electricity ») en vertu de contrats d'achat d'électricité (« CAE ») de 50 ans échéant en 2055 et 2060. Les centrales hydroélectriques au Belize sont exploitées par Belize Electric Company Limited (« BECOL »), filiale en propriété exclusive indirecte de la Société, en vertu d'un contrat de concession conclu avec le gouvernement du Belize.

En Colombie-Britannique, les actifs de production se composent de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Walden (« Walden »), d'une puissance de 16 MW, et la participation conférant le contrôle de 51 % de la Société dans la centrale hydroélectrique Expansion Waneta (« Expansion Waneta ») d'une puissance de 335 MW. Walden vend la totalité de sa production à BC Hydro en vertu d'un contrat à long terme qui ne peut être résilié avant 2024. 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 et la centrale devrait être mise en service au cours du printemps de 2015. La production de l'Expansion Waneta sera 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 dans le nord-ouest de l'État de New York sont composés de quatre centrales hydroélectriques d'une puissance combinée d'environ 23 MW, exploitées sous licence de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») des États-Unis. Dans le nord-ouest de l'État de New York, les activités hydroélectriques sont menées par FortisUS Energy Corporation (« FortisUS Energy »), filiale en propriété exclusive indirecte de la Société.

En Ontario, les actifs de production sont constitués de six petites centrales hydroélectriques, d'une puissance combinée de 8 MW, et d'une centrale de cogénération alimentée au gaz de 5 MW à Cornwall.

Activités non réglementées – autres que de services publics

Les activités autres que de services publics comprennent Fortis Properties Corporation (« Fortis Properties ») et, de juin 2013 à mars 2014, elles incluaient Griffith Energy Services, Inc. (« Griffith »). Fortis Properties possède et exploite 23 hôtels comptant plus de 4 400 chambres, dans huit provinces canadiennes, ainsi qu'environ 2,8 millions de pieds carrés de locaux pour bureaux d'affaires et commerces de détail, principalement dans les provinces du Canada atlantique. En septembre 2014, la Société a annoncé qu'elle amorcerait un examen des options stratégiques qui s'offrent à elles en ce qui concerne son parc d'immeubles hôteliers et commerciaux. Pour plus d'information sur la revue stratégique, voir la rubrique « Éléments importants – Revue des options stratégiques de Fortis Properties » du présent rapport de gestion.

Griffith a été acquise par Fortis dans le cadre de l'acquisition de Central Hudson en juin 2013 et a été vendue en mars 2014. Pour plus de renseignements sur la vente de Griffith, voir la rubrique « Éléments importants – Vente de Griffith » du présent rapport de gestion.

Siège social et autres

Le secteur Siège social et autres permet de saisir les éléments de charges et de produits qui ne sont pas précisément liés à un secteur isolable, de même que les activités qui se trouvent sous le seuil requis pour être présentées en tant que secteur distinct.

Le secteur Siège social et autres comprend le montant net des charges du siège social de Fortis et des charges de société de gestion non réglementées de FortisBC Holdings Inc. (« FHI »), CH Energy Group, Inc. et UNS Energy Corporation. Les charges du siège social nettes comprennent les frais financiers, les dividendes sur les actions privilégiées, d'autres dépenses du siège social, notamment les charges d'exploitation du siège social, déduction faite des recouvrements auprès des filiales; les charges liées aux acquisitions; les intérêts créditeurs et produits divers, et les impôts sur les bénéfices connexes.

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

Fortis est le leader mondial dans le secteur des services publics réglementés nord-américain. Dans toutes ses activités, Fortis gère ses ressources de façon prudente et offrira un service de qualité afin de maximiser la valeur pour les clients et les actionnaires. La stratégie de Fortis est axée sur la croissance rentable à long terme. Le résultat par action ordinaire et le rendement total pour les actionnaires sont les principales mesures du rendement.

Au cours de la période de dix exercices close le 31 décembre 2014, le résultat par action ordinaire de Fortis s'est accru à un taux annuel composé de 2,8 %. Au cours de la même période, Fortis a dégagé pour ses actionnaires un rendement total annualisé moyen d'environ 12 %, 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 d'environ 8 % au cours de la même période.

L'expansion rentable continue des activités existantes demeure la priorité de la Société. Fortis a également démontré sa capacité de faire l'acquisition d'entreprises de services publics réglementés additionnels au Canada et aux États-Unis. La direction se concentre sur l'intégration complète de UNS Energy dans la structure de Fortis et sur la mise en œuvre de l'important programme d'investissement de la Société.

L'acquisition de Central Hudson en juin 2013 et celle de UNS Energy en août 2014 constituent les premiers investissements de la Société dans le marché des entreprises de services publics aux États-Unis. Ces actifs de services publics réglementés aux États-Unis atténueront davantage le risque d'entreprise pour Fortis en améliorant la diversification géographique de ses actifs réglementés puisque, par suite de l'acquisition, au plus un tiers de l'actif total sera situé dans un même territoire réglementé. Pour plus de renseignements sur l'acquisition de UNS Energy, voir la rubrique « Éléments importants – Acquisition de UNS Energy » du présent rapport de gestion.

La principale activité de Fortis est et restera la propriété et l'exploitation d'entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz. Les entreprises de services publics réglementés de la Société ont pour objectifs principaux l'exploitation de réseaux de distribution de gaz et d'électricité solides, la livraison sécuritaire, fiable et rentable d'électricité aux clients, et la conduite des affaires de façon responsable sur le plan environnemental.

TENDANCES, OCCASIONS ET RISQUES PRINCIPAUX

Tendances générales pour le secteur de l'énergie : Le marché de l'énergie nord-américain a connu une évolution rapide au cours des dernières années. Le plus important changement a été les progrès technologiques dans les techniques de forage et de complétion de puits, qui ont rapidement transformé l'avenir de la production de gaz naturel et de pétrole en Amérique du Nord. Nonobstant les changements dans le secteur de l'énergie, la sécurité, la fiabilité et la fourniture du service au coût raisonnable le plus bas possible demeurent au centre des grands enjeux du secteur des services publics.

Selon le rapport d'ExxonMobil paru en 2015 intitulé *The Outlook For Energy: A View to 2040*, la demande mondiale d'énergie devrait augmenter d'environ 35 % entre 2010 et 2040. Le monde continuera probablement d'être plus efficace sur le plan énergétique à mesure que la demande augmentera. Toutefois, sans gain d'efficacité, la demande mondiale d'énergie pourrait atteindre jusqu'à 140 % au cours de la même période. L'avenir énergétique du monde sera tourné vers les combustibles à plus faible intensité carbonique, la stabilisation des émissions de gaz à effet de serre (« GES ») et les technologies utilisant de nouvelles options énergétiques, telles que le pétrole non classique et le gaz naturel en Amérique du Nord. L'Amérique du Nord devrait devenir un exportateur net de produits liquides du pétrole d'ici 2020 en raison d'approvisionnements accrus de pétrole de réservoirs étanches, de liquides de gaz naturel et de bitume tiré des sables bitumineux. L'industrie devrait être en mesure de répondre à la demande accrue de gaz naturel d'ici 2040, puisque le commerce du gaz naturel liquéfié devrait tripler et que la production de gaz non classique devrait presque quadrupler en raison des nouvelles sources d'approvisionnement et de l'augmentation importante des échanges.

Comme l'indique le rapport d'évaluation du marché de l'énergie publié par l'Office national de l'énergie et intitulé *Avenir énergétique du Canada en 2013 : Offre et demande énergétiques à l'horizon 2035*, le pays possède de vastes ressources énergétiques et sa production énergétique totale devrait connaître une croissance substantielle d'ici 2035. La production pétrolière devrait montrer la voie avec une augmentation de 75 %, et les volumes de gaz naturel avec une hausse de 25 %, dans le sillage de la mise en valeur du gaz de réservoirs étanches et de schiste. La consommation totale d'énergie des Canadiens devrait continuer de croître, mais à un rythme moins rapide que dans le passé. D'ici 2035, la demande de pétrole et de gaz naturel au pays devrait augmenter de 28 %. La production totale d'électricité du Canada, qui provient à plus de 80 % de sources non productrices de GES, devrait augmenter de 27 % d'ici 2035. La capacité des centrales alimentées au gaz naturel devrait s'accroître dans une large mesure, mais au détriment de celle des centrales alimentées au charbon, sous l'effet des règlements fédéraux et provinciaux.

Le Conference Board du Canada évalue que, sur une période de 20 ans, soit jusqu'en 2030, un investissement de 350 milliards \$ dans les infrastructures d'électricité du Canada est nécessaire pour répondre à la demande d'une population croissante et des nouvelles technologies. Pendant les quatre dernières décennies, les investissements ont oscillé entre 9 milliards \$ et 11 milliards \$, annuellement.

Rapport de gestion

Le rapport intitulé *Annual Energy Outlook 2014 with Projections to 2040* publié par la U.S. Energy Information Administration indique que la croissance de la demande d'électricité aux États-Unis demeure relativement faible, l'augmentation de la demande de services d'électricité étant freinée par les gains d'efficacité énergétique réalisés grâce aux nouvelles normes pour les appareils électroménagers et aux investissements dans du matériel écoénergétique. La demande totale d'électricité devrait augmenter de 29 % d'ici 2040. La production nationale croissante de gaz naturel et de pétrole devrait continuer à redéfinir l'économie de l'énergie aux États-Unis, ce qui est en grande partie attribuable à la hausse de la production des formations géologiques étroites. La production industrielle devrait s'accroître au cours des 10 à 15 prochaines années, l'avantage concurrentiel des faibles prix du gaz naturel stimulant le secteur industriel. L'augmentation de la production industrielle devrait mener à une hausse de 22 % de la consommation de gaz naturel dans le secteur industriel américain d'ici 2025. L'évolution constante des marchés du gaz naturel a amené une demande pour le gaz naturel comme combustible servant à la production et au transport d'électricité, et a fait augmenter les possibilités d'exportation. À mesure que les prix du gaz naturel augmentent et que les coûts en capital des technologies d'énergie renouvelable (énergie éolienne et solaire) diminuent au fil du temps, la production d'énergie renouvelable devient de plus en plus concurrentielle et devrait représenter 16 % de la production totale d'électricité d'ici 2040. La production des centrales alimentées au gaz naturel devrait dépasser celle des centrales alimentées au charbon en 2019. D'ici 2040, la part du gaz naturel dans la production totale devrait atteindre 43 %. L'amélioration de l'efficacité de l'utilisation de l'énergie dans les secteurs de l'habitation et du transport et l'abandon de combustibles à plus forte intensité carbonique, comme le charbon, pour la production d'électricité aideront à stabiliser les émissions de GES du pays.

L'Edison Electric Institute a indiqué que, pour 2012 et 2013, le secteur de l'électricité aux États-Unis a affiché des dépenses en immobilisations annuelles de 90 milliards \$ US. Les entreprises de services publics d'électricité aux États-Unis prévoient investir annuellement près de 100 milliards \$ US de 2014 à 2016, en moyenne.

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 entreprises 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.

Une grande incertitude du point de vue de la réglementation subsiste autour du mécanisme de suivi du capital en vertu de la formule de la TAR, qui est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2013. En mai 2014, FortisAlberta a déposé une demande de suivi du capital combinée pour 2013, 2014 et 2015, qui visait des revenus totalisant environ 23 millions \$ pour 2013, 48 millions \$ pour 2014 et 69 millions \$ pour 2015. Pour 2013 et 2014, FortisAlberta a comptabilisé dans le compte de suivi du capital des revenus de respectivement environ 15 millions \$ et 30 millions \$ conformément à la décision réglementaire provisoire qui a autorisé le recouvrement de 60 % des besoins en revenus associés aux dépenses de suivi du capital. En décembre 2014, l'organisme de réglementation a approuvé provisoirement les tarifs de distribution facturés aux clients pour 2015 selon 90 % des besoins en revenus associés aux dépenses de suivi du capital. La décision définitive sur la demande de suivi du capital combinée pour 2013, 2014 et 2015 de FortisAlberta devrait être rendue au cours du premier trimestre de 2015.

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

Programme d'investissement et augmentation de la base tarifaire : La base tarifaire réglementée de mi-exercice de 2014 de la Société était d'environ 14 milliards \$. Au cours de la période de cinq exercices s'échelonnant de 2015 à 2019, le programme d'investissement consolidé de la Société devrait atteindre environ 9 milliards \$. Au cours de la même période, ce niveau de dépenses en immobilisations devrait entraîner un taux de croissance annuel composé de la base tarifaire de mi-exercice sur cinq ans d'environ 6,5 %. Fortis prévoit que son investissement dans ses entreprises de services publics relativement à leurs programmes d'investissement favorisera la croissance continue du bénéfice et des dividendes.

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

Sources de gaz naturel : Les sociétés FortisBC Energy explorent des scénarios dans les 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 des sociétés FortisBC Energy.

En novembre 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 (« expansion de Tilbury ») du processus d'examen réglementaire normal et plafonnant à 400 millions \$ les coûts en capital du projet d'expansion. FEI a commencé le chantier d'expansion, qui accroîtra les capacités de production et de stockage de GNL. Les installations devraient être en service d'ici la fin de 2016. Depuis cette annonce, les marchés de la côte nord-ouest du Pacifique, d'Hawaï et de l'Alaska ainsi que des marchés mondiaux ont manifesté un grand intérêt pour des sources d'approvisionnement en GNL. En décembre 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 seconde phase de l'expansion de Tilbury qui comprendrait un liquéfacteur supplémentaire et pourrait faire augmenter à 850 millions \$ le coût global du projet pour les deux phases de l'expansion de Tilbury. Pour plus de renseignements, voir la rubrique intitulée « Principales décisions et demandes réglementaires » du présent 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 gisements de gaz de schiste de la Colombie-Britannique, il faudra développer de la capacité additionnelle pour accéder aux marchés. Les sociétés FortisBC Energy explorent actuellement des scénarios d'investissement dans des gazoducs qui comprendraient une expansion de son actuel réseau de distribution pour alimenter en gaz naturel d'éventuelles installations d'exportation de GNL, ainsi qu'un ajout de capacité sur leur pipeline Southern Crossing. Les sociétés FortisBC Energy explorent un projet d'expansion au coût de 600 millions \$ du pipeline aux installations envisagées de GNL à Woodfibre, en Colombie-Britannique. Les installations à Woodfibre sont une ancienne usine de papier située près de Squamish, en Colombie-Britannique. Les sociétés ont l'occasion d'agrandir leur pipeline de gaz et d'augmenter la compression pour assurer la livraison de gaz naturel à ces installations.

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 10 à 50 ans. Au 31 décembre 2014, 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 prévoit que les échéances et les remboursements de la dette à long terme consolidée s'établiront à environ 240 millions \$ en moyenne au cours de chacun des cinq prochains exercices, à l'exception des emprunts sur les facilités de crédit à long terme.

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 3,9 milliards \$, dont quelque 2,2 milliards \$ étaient inutilisés au 31 décembre 2014. 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 2015.

Hausse du dividende : Le dividende par action ordinaire a été porté à 1,28 \$ en 2014. Fortis a haussé son dividende trimestriel par action ordinaire pour le porter à 0,34 \$, à compter du dividende du premier trimestre à verser en 2015. La hausse de 6,25 % du dividende trimestriel par action ordinaire donne lieu à un dividende annualisé de 1,36 \$ pour 2015 et porte à 42 années d'affilée le record de la Société quant aux hausses annuelles du dividende par action ordinaire, soit le record pour une société ouverte du Canada.

Actifs expropriés : Le gouvernement du Belize a exproprié la participation de la Société dans les actions ordinaires de Belize Electricity en juin 2011. La Société conteste auprès des tribunaux du Belize la constitutionnalité de l'expropriation. Il n'y a pas eu de règlement sur un dédommagement équitable à verser à Fortis pour cette expropriation. Au 31 décembre 2014, la valeur comptable de l'investissement exproprié de la Société dans Belize Electricity était de 116 millions \$, compte tenu de l'incidence du change. La Société est en attente d'une décision sur son appel devant la Cour de justice des Caraïbes (« CJC »). Pour plus de renseignements, voir la rubrique « Gestion des risques d'affaires – Expropriation de la participation dans Belize Electricity » du présent rapport de gestion.

ÉLÉMENTS IMPORTANTS

Acquisition de UNS Energy : Le 15 août 2014, Fortis a fait l'acquisition de toutes les actions ordinaires en circulation de UNS Energy pour 60,25 \$ US l'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 conclusion. UNS Energy est une société de portefeuille de services publics intégrée verticalement établie à Tucson, en Arizona, qui exploite par l'entremise de ses filiales principales une entreprise réglementée de production d'électricité et de distribution d'énergie, principalement dans l'État de l'Arizona, et qui sert quelque 658 000 clients acheteurs d'électricité et de gaz. UNS Energy a trois filiales de services publics réglementés : TEP, UNS Electric et UNS Gas. Les entreprises de services publics de UNS Energy sont intégrées verticalement, et leurs activités de production, de transport et de distribution sont réglementées par l'Arizona Corporation Commission (« ACC ») et la FERC. Pour obtenir des renseignements supplémentaires sur UNS Energy, voir la rubrique « Résultats d'exploitation sectoriels – Entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz aux États-Unis » du présent rapport de gestion.

Le financement du prix d'acquisition net au comptant d'environ 2,7 milliards \$ (2,5 milliards \$ US) est pratiquement terminé. Fortis a procédé à un placement de débentures subordonnées convertibles non garanties à 4 %, d'un capital de 1,8 milliard \$, représentées par des reçus de versement (les « débentures convertibles »), comme mentionné ci-dessous. 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. Suivant la réception du versement final, le 28 octobre 2014, environ 58,2 millions d'actions ordinaires de Fortis ont été émises à la conversion des débentures convertibles. 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 \$. 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.

Débentures convertibles : Pour financer une partie de l'acquisition de UNS Energy, en janvier 2014, Fortis a conclu la vente de débentures convertibles à 4 %, atteignant un montant en capital global de 1,8 milliard \$. 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.

Au gré des porteurs, chaque débenture 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 débentures 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 débentures convertibles. Au 31 décembre 2014, un total d'environ 58,5 millions d'actions ordinaires de Fortis avaient été émises par suite de la conversion des débentures convertibles, pour un produit de 1,747 milliard \$, moins les charges après impôts. Le produit net a servi au financement d'une partie de l'acquisition de UNS Energy.

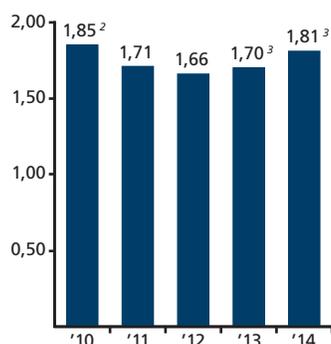
Revue des options stratégiques de Fortis Properties : En septembre 2014, la Société a annoncé qu'elle amorcerait un examen des options stratégiques qui s'offrent à elle en ce qui concerne son parc d'immeubles hôteliers et commerciaux géré par Fortis Properties. Parmi ces options figurent, entre autres, la vente totale ou partielle des actifs, la vente d'actions de Fortis Properties ou un premier appel public à l'épargne. Une décision après cet examen devrait être rendue au deuxième trimestre de 2015.

Vente de Griffith : En mars 2014, Griffith a été vendue pour un produit d'environ 105 millions \$ (95 millions \$ US). Les résultats d'exploitation sont présentés comme des activités abandonnées dans les états des résultats consolidés pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013. Le bénéfice pour 2014 comprend un montant de 5 millions \$ lié à Griffith au titre des activités dans le cours normal jusqu'à la date de la vente.

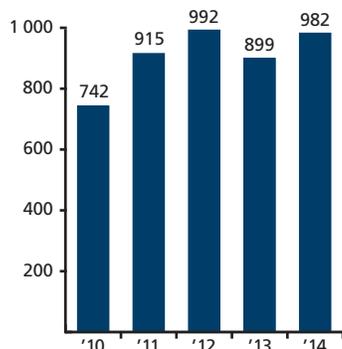
SOMMAIRE DES FAITS SAILLANTS FINANCIERS

Pour les exercices clos les 31 décembre	2014	2013	Écart
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions \$)	317	353	(36)
Résultat de base par action ordinaire (\$)	1,41	1,74	(0,33)
Résultat dilué par action ordinaire (\$)	1,40	1,73	(0,33)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	225,6	202,5	23,1
Flux de trésorerie d'exploitation (en millions \$)	982	899	83
Dividendes versés par action ordinaire (\$)	1,28	1,24	0,04
Ratio dividendes/bénéfice (%)	90,8	71,3	19,5
Rendement fondé sur la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires (%) ¹	5,4	8,1	(2,7)
Total de l'actif (en milliards \$)	26,6	17,9	8,7
Dépenses en immobilisations brutes (en millions \$)	1 725	1 175	550
Placement d'actions ordinaires (en millions \$)	–	601	(601)
Placement d'actions privilégiées (en millions \$)	600	250	350
Placement de débentures convertibles (en millions \$)	1 800	–	1 800
Placement de titres de créance à long terme (en millions \$)	1 200	657	543

Résultat de base par action ordinaire (\$)



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



Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires : Fortis a dégagé un bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 317 millions \$ en 2014, comparativement à 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, associés aux débentures 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 et d'un gain extraordinaire de 20 millions \$ relativement au règlement des questions d'expropriation touchant la société Exploits. En excluant les incidences susmentionnées, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est élevé à 407 millions \$ pour 2014, en hausse de 63 millions \$ par rapport au bénéfice de 344 millions \$ pour 2013.

Les entreprises de services publics réglementés de la Société ont contribué au bénéfice à hauteur de 460 millions \$, en regard de 392 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. Le bénéfice de FortisAlberta a été de 9 millions \$ plus élevé qu'à l'exercice précédent, en raison de la croissance de la base tarifaire et de l'augmentation du nombre de clients. Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes a augmenté de 4 millions \$ par rapport à 2013, stimulé par la croissance des ventes d'électricité. Les augmentations ont été contrebalancées en partie par une baisse du bénéfice des entreprises de services publics d'électricité dans l'est du Canada, attribuable aux recouvrements d'impôts d'environ 17 millions \$ en 2013 au titre de l'impôt de la partie VI.1, et à FortisBC Electric, principalement en raison de l'incidence de la baisse plus prononcée que prévu des frais financiers en 2013. Le bénéfice des sociétés FortisBC Energy est comparable à celui de 2013.

Les activités non réglementées de Fortis Generation ont contribué au bénéfice à hauteur de 20 millions \$, en regard de 39 millions \$ en 2013. La diminution est attribuable surtout à la comptabilisation d'un gain extraordinaire après impôts d'environ 20 millions \$ relativement au règlement des questions d'expropriation associées à la société Exploits en 2013.

Les activités autres que de services publics ont contribué au bénéfice à hauteur de 28 millions \$, en hausse de 10 millions \$ par rapport à 2013. Le bénéfice pour 2014 comprend un montant de 5 millions \$ lié à Griffith, comparativement à une perte de 5 millions \$ pour 2013. Le bénéfice de 23 millions \$ de Fortis Properties est comparable à celui de 2013.

¹ 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.

² Compte tenu de l'incidence de 46 millions \$ sur le bénéfice liée à la constatation d'un actif réglementaire associé aux régimes d'avantages complémentaires de retraite à l'adoption des PCGR des États-Unis.

³ En excluant les éléments non récurrents en 2014 et 2013.

Rapport de gestion

Les charges du secteur Siège social et autres ont augmenté de 33 millions \$ par rapport à l'exercice précédent, compte non tenu des incidences des intérêts débiteurs sur les débetures convertibles, des charges liées à l'acquisition et des recouvrements d'impôts d'environ 6 millions \$ au titre de l'impôt de la partie VI.1 en 2013. La hausse est surtout attribuable à l'accroissement des frais financiers, en raison principalement des acquisitions de UNS Energy et de Central Hudson, et à l'augmentation des charges d'exploitation. L'augmentation des charges d'exploitation est surtout imputable aux dépenses liées au personnel, y compris des charges ponctuelles de retraite après impôts d'environ 11 millions \$; des charges liées à la rémunération fondée sur des actions, découlant de l'appréciation du cours de l'action; à l'augmentation des honoraires juridiques et des honoraires de services-conseils; ainsi qu'aux hausses générales de l'inflation. L'augmentation des charges du secteur Siège social et autres a été en partie contrebalancée par un gain de change de 8 millions \$, comparativement à 6 millions \$ en 2013, et par une hausse du recouvrement d'impôts et des intérêts débiteurs.

Résultat de base par action ordinaire : 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 1,81 \$ en 2014, en hausse de 0,11 \$ par rapport à 1,70 \$ en 2013. La hausse découle de la désactualisation liée à l'acquisition de UNS Energy.

Flux de trésorerie d'exploitation : Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont atteint 982 millions \$ en 2014, en hausse de 83 millions \$ par rapport à 2013. Cette hausse découle de l'augmentation des bénéfices en trésorerie, en partie contrebalancée par les variations défavorables du fonds de roulement et des comptes de report réglementaires à long terme.

Dividendes : Le dividende par action ordinaire a été porté à 1,28 \$ en 2014, soit une hausse de 3,2 % par rapport à 1,24 \$ en 2013. Fortis a haussé son dividende trimestriel sur actions ordinaires, le portant de 0,32 \$ à 0,34 \$ à compter du dividende du premier trimestre payable le 1^{er} mars 2015. Le ratio dividendes/bénéfice de la Société a été de 90,8 % en 2014 en regard de 71,3 % en 2013. En excluant les éléments non récurrents susmentionnés en 2014 et 2013, le ratio dividendes/bénéfice a été de 70,7 % en 2014, comparativement à 72,9 % en 2013.

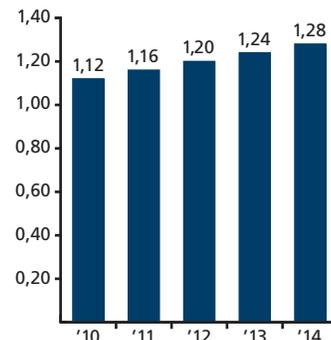
Rendement fondé sur la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires : Le rendement fondé sur la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires a été de 5,4 % en 2014, comparativement à 8,1 % en 2013. En excluant les éléments non récurrents susmentionnés en 2014 et 2013, le rendement fondé sur la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires a été de 7,0 % en 2014, comparativement à 7,9 % en 2013.

Total de l'actif : Le total de l'actif a augmenté de 48,6 % pour s'établir à environ 26,6 milliards \$ à la fin de 2014 comparativement à environ 17,9 milliards \$ à la fin de 2013. L'augmentation tient compte de l'acquisition, par la Société, de UNS Energy en août 2014 et des investissements continus dans les infrastructures énergétiques, faits dans le cadre des programmes d'investissement des entreprises de services publics réglementés dans l'Ouest canadien et de l'Expansion Waneta.

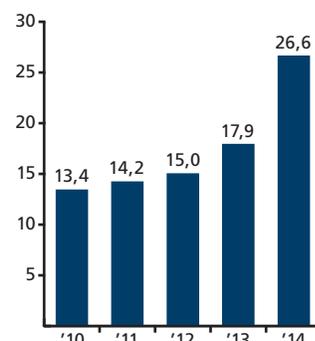
Dépenses en immobilisations brutes : Les dépenses en immobilisations consolidées, avant les contributions de la clientèle, se sont élevées à 1 725 millions \$ en 2014 en regard de 1 175 millions \$ en 2013. L'augmentation reflète les dépenses en immobilisations de 444 millions \$ (388 millions \$ US) faites par UNS Energy depuis la date d'acquisition, y compris l'achat, en décembre 2014, de l'unité 3 de la centrale de la rivière Gila, une unité à cycle combiné alimentée au gaz d'une capacité nominale de 550 MW, au prix de 252 millions \$ (219 millions \$ US). Les entreprises de services publics réglementés dans l'Ouest canadien ont investi 772 millions \$ en 2014, soit environ 45 % des dépenses en immobilisations consolidées. Les dépenses en immobilisations ont été axées surtout sur la construction de l'expansion Tilbury par les sociétés FortisBC Energy en Colombie-Britannique, qui a commencé en octobre 2014, sur la croissance de la clientèle et sur la nécessité continue d'améliorer la fiabilité et l'efficacité des réseaux de distribution d'énergie. Les travaux de construction de l'Expansion Waneta, de 335 MW, au coût prévu de 900 millions \$, progressent selon l'échéancier et le budget prévus et devraient être terminés au printemps 2015. Quelque 100 millions \$ ont été investis dans l'Expansion Waneta en 2014, pour un total d'environ 679 millions \$ depuis le début de la construction fin 2010. Pour en savoir plus sur le programme d'investissement consolidé de la Société, voir la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme d'investissement » du présent rapport de gestion.

Capital à long terme : 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 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 \$. 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 \$)

	2014	2013	Écart
Produits d'exploitation	5 401	4 047	1 354
Coûts de l'approvisionnement énergétique	2 197	1 617	580
Charges d'exploitation	1 493	1 037	456
Amortissements	688	541	147
Autres revenus (charges), montant net	(25)	(31)	6
Frais financiers	547	389	158
Charge d'impôts sur les bénéfices	66	32	34
Bénéfice tiré des activités poursuivies	385	400	(15)
Bénéfice tiré des activités abandonnées, après impôts	5	–	5
Bénéfice avant élément extraordinaire	390	400	(10)
Gain extraordinaire, après impôts	–	20	(20)
Bénéfice net	390	420	(30)
Bénéfice net attribuable aux :			
Participations ne donnant pas le contrôle	11	10	1
Actionnaires privilégiés	62	57	5
Actionnaires ordinaires	317	353	(36)
Bénéfice net	390	420	(30)

Produits d'exploitation

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 des sociétés FortisBC Energy, une hausse de 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.

Coûts de l'approvisionnement énergétique

L'augmentation des coûts de l'approvisionnement énergétique est principalement attribuable à l'acquisition de UNS Energy et Central Hudson. L'augmentation du coût du gaz naturel aux sociétés FortisBC Energy et la hausse des ventes d'électricité ont également contribué à l'augmentation des achats de combustible, d'électricité et de gaz naturel.

Charges d'exploitation

L'augmentation des charges d'exploitation est surtout attribuable à l'acquisition de UNS Energy et de Central Hudson, et aux hausses générales de l'inflation et des dépenses liées au personnel, y compris environ 13 millions \$ (11 millions \$ après impôts) de charges de retraite comptabilisées en 2014.

Amortissements

L'augmentation de la dotation aux amortissements est attribuable à l'acquisition de UNS Energy et à celle de Central Hudson, et à l'investissement continu dans l'infrastructure énergétique par les entreprises de services publics réglementés de la Société.

Autres revenus (charges), montant net

Les autres revenus, déduction faite des charges, pour 2014 sont comparables à ceux de l'exercice précédent. Le total des charges liées à l'acquisition de UNS Energy en 2014 est comparable aux charges liées à l'acquisition de Central Hudson en 2013.

Frais financiers

L'augmentation des frais financiers est surtout attribuable à des intérêts débiteurs d'environ 72 millions \$ (51 millions \$ après impôts), y compris le paiement compensatoire, liés aux débetures convertibles émises pour financer une partie de l'acquisition de UNS Energy. L'augmentation est également attribuable à l'acquisition de UNS Energy et à celle de Central Hudson, y compris les intérêts débiteurs sur les titres de créance émis pour finaliser le financement des acquisitions.

Charge d'impôts sur les bénéfices

L'augmentation de la charge d'impôts sur les bénéfices est principalement attribuable à l'incidence d'un recouvrement d'impôts de 23 millions \$ en 2013, résultat de l'adoption de déductions plus élevées en vertu de l'impôt de la partie VI.1, et à la reprise de provisions d'impôts de 7 millions \$ en 2013.

Bénéfice tiré des activités abandonnées, après impôts

Pour 2014, le bénéfice comprend un montant de 5 millions \$ lié à Griffith au titre des activités dans le cours normal des affaires jusqu'à la date de la vente en mars 2014.

Gain extraordinaire, après impôts

Un gain extraordinaire d'environ 20 millions \$ après impôts a été comptabilisé en 2013 sur le règlement des questions d'expropriation associées à la société Exploits.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION SECTORIELS

Bénéfice net sectoriel attribuable aux actionnaires ordinaires

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2014	2013	Écart
Entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz aux États-Unis			
UNS Energy	60	–	60
Central Hudson	37	23	14
	97	23	74
Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada			
Sociétés FortisBC Energy	127	127	–
Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada			
FortisAlberta	103	94	9
FortisBC Electric	46	50	(4)
Est du Canada	60	75	(15)
	209	219	(10)
Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	27	23	4
Activités non réglementées – Fortis Generation	20	39	(19)
Activités non réglementées – autres que de services publics	28	18	10
Siège social et autres	(191)	(96)	(95)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	317	353	(36)

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

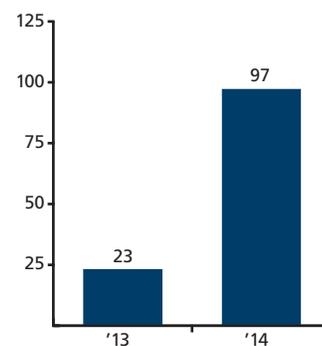
ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS

La principale activité de la Société est la propriété et l'exploitation des entreprises de services publics réglementés. En 2014, les bénéfices des activités réglementées ont représenté environ 91 % (87 % en 2013) du bénéfice que la Société a tiré de ses secteurs d'exploitation (compte non tenu des charges du secteur Siège social et autres). Le total des actifs réglementés correspondait à 93 % du total de l'actif de la Société au 31 décembre 2014 (90 % au 31 décembre 2013).

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 97 millions \$ en 2014 (23 millions \$ en 2013), soit environ 21 % (6 % en 2013) du bénéfice total que la Société a tiré des activités réglementées. Le total de l'actif du secteur s'élevait à quelque 10,1 milliards \$ au 31 décembre 2014 (2,3 milliards \$ au 31 décembre 2013), ce qui représente environ 41 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2014 (14 % au 31 décembre 2013).

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



UNS Energy

Faits saillants financiers¹

Exercice clos le 31 décembre

Taux de change moyen \$ US / \$ CA²

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

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

Produits d'exploitation (en millions \$)

Bénéfice (en millions \$)

2014

1,12

5 646

5

684

60

¹ Les résultats financiers de UNS Energy sont à partir du 15 août 2014, date d'acquisition. Pour plus de renseignements sur l'acquisition de UNS Energy, voir la rubrique « Éléments importants – Acquisition de UNS Energy » du présent rapport de gestion.

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

Rapport de gestion

Ventes d'électricité et volumes de gaz

Les ventes d'électricité ont été de 5 646 gigawattheures (« GWh ») depuis la date d'acquisition. Sur une base annuelle, les ventes d'électricité ont été de 14 560 GWh en 2014, comparativement à 14 567 GWh en 2013. La légère baisse reflète des températures d'été plus douces, qui ont limité l'utilisation d'appareils de conditionnement de l'air et d'autres appareils de climatisation.

Les volumes de gaz ont été de 5 pétajoules (« PJ ») depuis la date d'acquisition. Sur une base annuelle, les volumes de gaz ont été de 13 PJ en 2014, comparativement à 14 PJ en 2013. La baisse est principalement attribuable à des températures plus chaudes en 2014 pendant la saison de chauffage.

Le caractère saisonnier a une incidence sur les produits d'exploitation de UNS Energy. Le bénéfice des entreprises de services publics d'électricité est généralement plus élevé aux deuxième et troisième trimestres en raison de l'utilisation d'appareils de conditionnement de l'air et d'autres appareils de climatisation, et le bénéfice de l'entreprise de services publics de gaz est généralement plus élevé au cours des premier et quatrième trimestres du fait de l'utilisation d'appareils de chauffage.

Produits d'exploitation

Les produits d'exploitation se sont établis à 610 millions \$ US depuis la date d'acquisition. Sur une base annuelle, les produits d'exploitation ont été de 1 560 millions \$ US en 2014, comparativement à 1 485 millions \$ US en 2013. L'augmentation s'explique surtout par une hausse des tarifs d'électricité facturés aux clients de détail de TEP, entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2013, et de UNS Electric, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2014, et par une hausse des produits d'exploitation en vertu du mécanisme de recouvrement des coûts fixes irrécupérables, selon l'approbation de l'organisme de réglementation.

Bénéfice

Le bénéfice a été de 54 millions \$ US à partir de la date d'acquisition. Sur une base annuelle, le bénéfice a été de 144 millions \$ US en 2014, comparativement à 132 millions \$ US en 2013, compte non tenu de l'incidence des frais liés à l'acquisition. L'augmentation est attribuable à la hausse des tarifs d'électricité facturés aux clients de détail de TEP et de UNS Electric, comme il est mentionné ci-dessus.

Perspectives

À court terme, la Société se concentre sur l'intégration de UNS Energy. L'acquisition a immédiatement fait croître le résultat par action ordinaire de Fortis, à l'exclusion des charges non récurrentes liées à l'acquisition. Le RCP autorisé et la composante capitaux propres en actions ordinaires de la structure du capital des entreprises de services publics UNS sont maintenus aux niveaux actuels pour l'instant, selon l'approbation de l'organisme de réglementation. La stratégie de diversification des ressources énergétiques à long terme de UNS Energy est axée sur la stabilité tarifaire à long terme pour les clients, l'atténuation des incidences environnementales, la conformité avec les exigences réglementaires et la mise à profit de l'infrastructure existante de services publics.

Central Hudson

Faits saillants financiers¹

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013	Écart
Taux de change moyen \$ US / \$ CA ²	1,10	1,04	0,06
Ventes d'électricité (GWh)	5 075	2 629	2 446
Volumes de gaz (PJ)	23	9	14
Produits d'exploitation (en millions \$)	821	335	486
Bénéfice (en millions \$)	37	23	14

¹⁾ Les résultats financiers de Central Hudson sont à partir du 27 juin 2013, date d'acquisition.

²⁾ La monnaie de présentation de Central Hudson est le dollar américain.

Ventes d'électricité et volumes de gaz

Les ventes d'électricité ont été de 5 075 GWh en 2014, comparativement à 5 159 GWh pour un exercice complet en 2013. La baisse reflète surtout une baisse de la consommation moyenne au cours du deuxième semestre de 2014 résultant de températures plus froides, qui ont limité l'utilisation d'appareils de conditionnement de l'air et d'autres appareils de climatisation. La baisse a été contrebalancée en partie par une hausse de la consommation moyenne au premier trimestre de 2014 attribuable aux températures plus froides.

Les volumes de gaz de 23 PJ en 2014 sont comparables à ceux de l'exercice complet en 2013.

Produits d'exploitation

Les produits d'exploitation ont été de 743 millions \$ US en 2014, comparativement à 668 millions \$ US pour un exercice complet en 2013. L'augmentation s'explique surtout par le recouvrement auprès des clients de coûts d'achat généralement plus élevés attribuables à une hausse des prix de gros. L'effet de change associé à la conversion des produits libellés en dollars américains a également eu une incidence favorable sur les produits.

Les variations des ventes d'électricité et des volumes de gaz de 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.

Rapport de gestion

Bénéfice

Le bénéfice a été de 34 millions \$ US en 2014, comparativement à 44 millions \$ US pour un exercice complet en 2013. La baisse est principalement attribuable à l'incidence de l'augmentation de l'amortissement et des charges d'exploitation durant le gel des tarifs de deux ans après acquisition à partir de juin 2013. Les charges d'exploitation en 2014 ont subi l'incidence négative des températures plus froides au cours du premier semestre de l'exercice, ce qui a entraîné une hausse des charges de remise en état et des charges de personnel, et d'une hausse des créances irrécouvrables. Cette baisse est compensée en partie par une incidence de 2 millions \$ US sur les charges comptabilisée au premier trimestre de 2013, par suite d'une ordonnance réglementaire refusant le report de certains coûts de remise en état relatifs aux tempêtes.

Perspectives

En juillet 2014, Central Hudson a déposé une demande tarifaire générale visant à accroître les tarifs de livraison d'électricité et de gaz naturel avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2015. Cela marque la fin d'un gel de deux ans des tarifs de livraison entré en vigueur conformément à l'approbation par l'organisme de réglementation de l'acquisition de Central Hudson en juin 2013. Au cours de la même période de gel de deux ans des tarifs de livraison, Central Hudson aura engagé des dépenses en immobilisations de 215 millions \$ US. Une proposition conjointe de règlement, qui a été déposée en février 2015, prévoit de nouveaux tarifs à Central Hudson pour une période de trois ans à compter du 1^{er} juillet 2015.

Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada

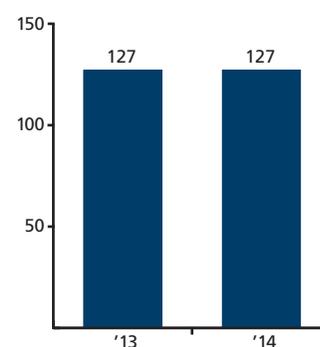
Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada s'est établi à 127 millions \$ en 2014 (127 millions \$ en 2013), soit environ 28 % (32 % en 2013) du bénéfice total que la Société a tiré des activités réglementées. Le total de l'actif du secteur s'élevait à quelque 5,8 milliards \$ au 31 décembre 2014 (5,5 milliards \$ au 31 décembre 2013), ce qui représentait environ 23 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2014 (34 % au 31 décembre 2013).

Sociétés FortisBC Energy

Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013	Écart
Volumes de gaz (PJ)	195	200	(5)
Produits d'exploitation (en millions \$)	1 435	1 378	57
Bénéfice (en millions \$)	127	127	–

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 en raison de changements dans les conditions météorologiques. La diminution de la consommation moyenne au quatrième trimestre de 2014, qui s'explique par des températures plus chaudes, est contrebalancée en partie par une hausse de la consommation moyenne au premier trimestre de 2014 attribuable aux températures plus froides.

Au 31 décembre 2014, les sociétés FortisBC Energy servaient au total quelque 967 000 clients, soit 11 000 de plus qu'au 31 décembre 2013.

Les sociétés FortisBC Energy réalisent environ la même marge, que les contrats clients visent l'achat et la livraison de gaz naturel ou qu'ils ne visent que la livraison de gaz naturel. Du fait des mécanismes de report approuvés, 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

L'augmentation des produits d'exploitation s'explique principalement par une hausse du coût du gaz naturel facturé aux clients et par une augmentation de la composante livraison des tarifs facturés à la clientèle, à compter du 1^{er} janvier 2014. La hausse a été en partie neutralisée par une baisse des volumes de gaz.

Bénéfice

Le bénéfice est comparable à celui de 2013. L'issue de la deuxième étape de l'instance générale sur le coût du capital en Colombie-Britannique, comme mentionné ci-dessus, a eu une légère incidence favorable sur le bénéfice en 2014, combinée à une hausse de la provision pour fonds utilisés pendant la construction (« PFUPC »). Ces incidences ont été grandement contrebalancées par l'incidence des reports des transferts réglementaires et par le mécanisme de partage des bénéfices en vertu de la réglementation axée sur le rendement, qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2014.

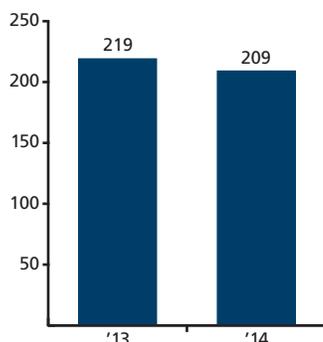
En mars 2014, la décision réglementaire sur la deuxième étape de l'instance générale sur le coût du capital en Colombie-Britannique a été rendue, entraînant une hausse du RCP autorisé pour FEWI et une hausse de la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital pour FEWI et FEVI, à compter du 1^{er} janvier 2013. L'incidence cumulative de cette décision réglementaire a été comptabilisée en 2014, lorsque la décision a été rendue. Pour plus de renseignements sur l'instance générale sur le coût du capital, voir la rubrique « Principales décisions et demandes réglementaires » du présent rapport de gestion.

Perspectives

FEI commence la deuxième des six années de son plan tarifaire fondé sur le rendement, approuvé par son organisme de réglementation. La société se consacre à améliorer la productivité tout au long de la période d'application de la TAR. En octobre 2014, FEI a commencé la construction de l'expansion de Tilbury, en Colombie-Britannique. L'expansion de Tilbury devrait coûter environ 400 millions \$ et comprendre un deuxième réservoir de GNL et un nouveau liquéfacteur, les deux devant être en service d'ici la fin de 2016. FEI explore également d'autres scénarios d'investissement dans le gaz naturel, y compris une autre expansion de ses installations de GNL à Tilbury.

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

(en millions \$)



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 209 millions \$ en 2014 (219 millions \$ en 2013), soit environ 45 % (56 % en 2013) du bénéfice total que la Société a tiré des activités réglementées. Le total de l'actif du secteur s'élevait à quelque 7,8 milliards \$ au 31 décembre 2014 (7,5 milliards \$ au 31 décembre 2013), ce qui représentait environ 32 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2014 (47 % au 31 décembre 2013).

FortisAlberta

Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013	Écart
Livraisons d'énergie (GWh)	17 372	16 934	438
Produits d'exploitation (en millions \$)	518	475	43
Bénéfice (en millions \$)	103	94	9

Livraisons d'énergie

L'augmentation des livraisons d'énergie s'explique par la croissance du nombre de clients. Le nombre total de clients s'était accru d'environ 12 000 par rapport à l'exercice précédent, à la suite d'une croissance économique dans la province de l'Alberta. La hausse de la consommation moyenne des clients des secteurs résidentiel et commercial a aussi contribué à l'augmentation, surtout en raison de variations des températures.

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.

Produits d'exploitation

L'augmentation des produits d'exploitation est principalement attribuable à une augmentation provisoire des tarifs de distribution d'électricité facturés aux clients, en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2014, à une augmentation du nombre de clients et à une hausse des produits liés aux coûts devant être transférés directement aux clients. L'augmentation des produits d'exploitation a été en partie neutralisée par la baisse des produits nets tirés du transport, dont un montant d'environ 2 millions \$ associé au calcul définitif des écarts nets dans les volumes de transport pour 2012 a été comptabilisé au premier trimestre de 2013.

Bénéfice

L'augmentation du bénéfice est principalement attribuable à la croissance de la base tarifaire, à une augmentation du nombre de clients, à une hausse des recouvrements d'impôts et à l'incidence des coûts de remise en état d'environ 1,5 million \$ comptabilisés en 2013 liés aux inondations survenues dans le sud de l'Alberta. L'augmentation du bénéfice a été en partie contrebalancée par une baisse des produits nets tirés du transport, comme il a été mentionné précédemment.

Le bénéfice lié à la croissance de la base tarifaire a continué d'être contrebalancé par la décision réglementaire provisoire qui a autorisé le recouvrement de 60 % des besoins en revenus associés aux dépenses de suivi du capital du mécanisme de TAR.

Perspectives

Une grande incertitude du point de vue de la réglementation subsiste pour les entreprises de services publics en Alberta autour de l'issue de plusieurs instances réglementaires. FortisAlberta est en attente d'une décision finale concernant sa demande de suivi du capital combinée pour 2013 jusqu'en 2015. En décembre 2014, l'organisme de réglementation a approuvé provisoirement les tarifs de distribution facturés aux clients pour 2015 selon 90 % des besoins en revenus associés aux dépenses de suivi du capital, comparativement au taux de 60 % approuvé provisoirement pour 2013 et 2014. Le RCP autorisé et la structure du capital définitifs de FortisAlberta pour 2013 jusqu'en 2015 doivent également être déterminés, sous réserve de l'issue de l'instance générale relative au coût du capital en Alberta, qui est également attendue au cours du premier trimestre de 2015.

Rapport de gestion

FortisBC Electric

Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013	Écart
Ventes d'électricité (GWh)	3 179	3 211	(32)
Produits d'exploitation (en millions \$)	334	317	17
Bénéfice (en millions \$)	46	50	(4)

Ventes d'électricité

La baisse des ventes d'électricité s'explique surtout par une baisse de la consommation moyenne en raison des changements dans les conditions météorologiques comparativement à l'exercice précédent. La baisse de la consommation moyenne au quatrième trimestre de 2014, qui s'explique par des températures plus chaudes, a été contrebalancée en partie par une hausse de la consommation moyenne au premier trimestre de 2014 attribuable aux températures plus froides.

Produits d'exploitation

L'augmentation des produits d'exploitation est principalement attribuable à une augmentation des tarifs d'électricité de base, en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2014, et à une augmentation des ajustements de transfert dus aux clients, contrebalancées en partie par un recul des ventes d'électricité.

Bénéfice

La baisse du bénéfice est surtout attribuable à l'incidence des frais financiers moins élevés que prévu en 2013, qui n'étaient pas soumis à des mécanismes de report réglementaires au cours de cet exercice. Depuis le 1^{er} janvier 2014, les écarts des frais financiers par rapport à ceux utilisés pour établir les tarifs facturés aux clients sont soumis à des mécanismes de report réglementaires et n'ont pas eu d'incidence sur le bénéfice en 2014.

Perspectives

FortisBC Electric commence la deuxième des six années de son plan tarifaire fondé sur le rendement, approuvé par son organisme de réglementation. La société se consacre à améliorer la productivité tout au long de la période d'application de la TAR.

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

Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013	Écart
Ventes d'électricité (GWh)	8 376	8 168	208
Produits d'exploitation (en millions \$)	1 008	975	33
Bénéfice (en millions \$)	60	75	(15)

Ventes d'électricité

L'augmentation des ventes d'électricité est surtout attribuable à une augmentation du nombre de clients à Terre-Neuve et à l'Île-du-Prince-Édouard, y compris une augmentation du nombre de clients qui utilisent l'électricité pour chauffer leur résidence, et à une hausse de la consommation moyenne des clients des secteurs résidentiel et commercial dans toutes les régions, en raison de températures plus froides dans la première moitié de 2014.

Produits d'exploitation

L'augmentation de produits s'explique par la croissance des ventes d'électricité et une augmentation des tarifs d'électricité de base pour Newfoundland Power, à compter du 1^{er} juillet 2013. L'augmentation a été en partie contrebalancée par le transfert dans les tarifs d'électricité facturés aux clients de FortisOntario de coûts d'approvisionnement énergétique plus bas.

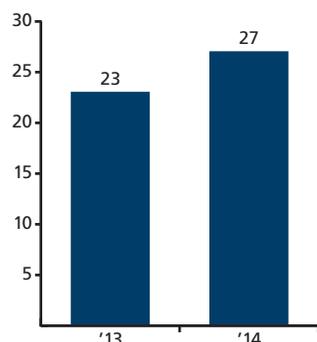
Bénéfice

La baisse du bénéfice est surtout imputable aux recouvrements d'impôts comptabilisés en 2013 d'environ 13 millions \$ pour Newfoundland Power et d'environ 4 millions \$ pour Maritime Electric, résultat de l'adoption de déductions plus élevées en vertu de l'impôt de la partie VI.1. Compte non tenu du recouvrement d'impôts de 17 millions \$, le bénéfice a augmenté de 2 millions \$ en 2014 comparativement à l'exercice précédent. L'incidence de la croissance des ventes d'électricité a été contrebalancée en partie par des charges d'exploitation plus élevées pour Newfoundland Power liées aux travaux de remise en état par suite de la perte d'approvisionnement énergétique provenant de Newfoundland and Labrador Hydro (« Newfoundland Hydro ») et des pannes de courant qui en ont découlé en janvier 2014.

Perspectives

Le RCP autorisé et la structure du capital des entreprises de services publics d'électricité dans l'est du Canada en 2015 sont restés essentiellement les mêmes par rapport à 2014. Newfoundland Power doit déposer une demande de hausse tarifaire générale au cours du premier semestre de 2015 pour établir les tarifs facturés aux clients pour 2016.

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



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 27 millions \$ en 2014 (23 millions \$ en 2013), soit environ 6 % (6 % en 2013) du bénéfice total que la Société a tiré des activités réglementées. Le total de l'actif du secteur s'élevait à quelque 1,0 milliard \$ au 31 décembre 2014 (0,8 milliard \$ au 31 décembre 2013), ce qui représentait environ 4 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2014 (5 % au 31 décembre 2013).

Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013	Écart
Taux de change moyen \$ US / \$ CA ¹⁾	1,10	1,03	0,07
Ventes d'électricité (GWh)	771	749	22
Produits d'exploitation (en millions \$)	321	290	31
Bénéfice (en millions \$)	27	23	4

¹⁾ La monnaie de présentation de Caribbean Utilities et de Fortis Turks and Caicos est le dollar américain.

Ventes d'électricité

L'augmentation des ventes d'électricité est attribuable à la croissance du nombre de clients et à l'amélioration du secteur touristique. Les températures plus chaudes enregistrées sur les îles Turks and Caicos, qui ont entraîné une augmentation de la charge sollicitée pour l'air climatisé, ont aussi favorisé la croissance des ventes d'électricité.

Produits d'exploitation

L'augmentation des produits s'explique principalement par un effet de change favorable d'environ 21 millions \$ lié à la conversion de produits libellés en dollars américains, attribuable à l'appréciation du dollar américain par rapport au dollar canadien en regard de l'exercice précédent. La croissance des ventes d'électricité et la hausse des tarifs de base de l'électricité facturés aux clients de Caribbean Utilities ont également eu une incidence positive sur les produits par rapport à l'exercice précédent.

Bénéfice

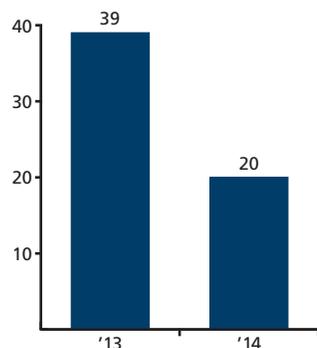
L'augmentation des produits est surtout attribuable à la croissance des ventes d'électricité et à un effet de change favorable d'environ 1,5 million \$ lié à la conversion de produits libellés en dollars américains. La hausse a été en partie contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation.

Perspectives

Les conditions économiques dans la région des Caraïbes continuent de montrer des signes d'amélioration. Les ventes d'électricité des entreprises de services publics dans les Caraïbes et de Fortis Turks and Caicos devraient augmenter en 2015, reflétant respectivement une augmentation générale prévue de l'activité économique aux îles Caïmans et la poursuite de projets de développement locaux aux îles Turks and Caicos. Pour plus de renseignements, voir la rubrique « Gestion des risques d'affaires – Conjoncture économique » du présent rapport de gestion.

ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES

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



Activités non réglementées – Fortis Generation

Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013	Écart
Ventes d'énergie (GWh)	407	386	21
Produits d'exploitation (en millions \$)	38	35	3
Bénéfice (en millions \$)	20	39	(19)

Ventes d'énergie

L'augmentation des ventes d'énergie s'explique par la hausse de la production dans le nord-ouest de l'État de New York en raison de la remise en service d'une unité de production en octobre 2013. La production au Belize est comparable à celle de l'exercice précédent.

Produits d'exploitation

La hausse des produits est surtout attribuable à un effet de change favorable d'environ 2 millions \$ lié à la conversion de produits libellés en dollars américains et à une hausse de la production dans le nord-ouest de l'État de New York.

Rapport de gestion

Bénéfice

La diminution du bénéfice est attribuable surtout à la comptabilisation d'un gain extraordinaire après impôts d'environ 20 millions \$ relativement au règlement des questions d'expropriation associées à la société Exploits en 2013. Compte non tenu du gain extraordinaire de 20 millions \$, le bénéfice a augmenté de 1 million \$. La hausse est surtout attribuable à un effet de change favorable d'environ 1 million \$ lié à la conversion d'un bénéfice libellé en dollars américains et à une hausse de la production dans le nord-ouest de l'État de New York. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par des frais de développement des affaires d'environ 2 millions \$ liés à une étude portant sur la construction possible d'une centrale hydroélectrique en Colombie-Britannique.

Perspectives

Les travaux de construction de l'Expansion Waneta non réglementée en Colombie-Britannique devraient être terminés au printemps 2015. Cette centrale augmentera de façon considérable le bénéfice annuel attribuable aux activités non réglementées de Fortis Generation.

Activités non réglementées – autres que de services publics

Faits saillants financiers ¹

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2014	2013	Écart
Produits d'exploitation	249	248	1
Bénéfice	28	18	10

¹ Comprennent Fortis Properties et Griffith. Griffith a été acquise en juin 2013 dans le cadre de l'acquisition de Central Hudson et a été vendue en mars 2014. Ainsi, les résultats d'exploitation de Griffith sont présentés comme des activités abandonnées dans les états des résultats consolidés et, par conséquent, les produits d'exploitation excluent les montants liés à Griffith. Le bénéfice reflète toutefois les résultats financiers de Griffith de juin 2013 à mars 2014.

Produits d'exploitation

Les produits d'exploitation pour Fortis Properties ont été comparables à ceux de l'exercice précédent.

Bénéfice

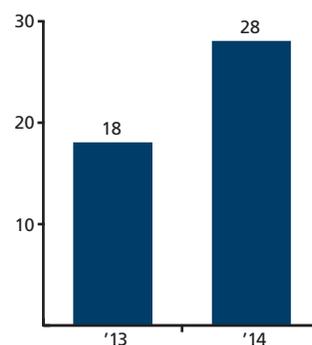
Le bénéfice de Fortis Properties a été d'environ 23 millions \$ pour 2014, ce qui est comparable à celui de l'exercice précédent.

Le bénéfice de 2014 comprend un montant de 5 millions \$ lié à Griffith au titre des activités dans le cours normal des affaires jusqu'à la date de la vente en mars 2014. Le bénéfice de 2013 comprend une perte nette d'environ 5 millions \$ liée à Griffith, ce qui reflète des charges d'impôt reporté de 3,5 millions \$ liées à la décomptabilisation de l'avantage lié à la production groupée des déclarations de revenus, en raison de la vente de Griffith.

Perspectives

En septembre 2014, la Société a annoncé qu'elle amorcerait un examen des options stratégiques qui s'offrent à elles en ce qui concerne son parc d'immeubles hôteliers et commerciaux. Pour en savoir plus, voir la rubrique « Éléments importants – Revue des options stratégiques de Fortis Properties » du présent rapport de gestion.

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



Siège social et autres

Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2014	2013	Écart
Produits d'exploitation	31	26	5
Charges d'exploitation	38	13	25
Amortissements	2	2	–
Autres revenus (charges), montant net	(45)	(45)	–
Frais financiers	154	48	106
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	(79)	(43)	(36)
	(129)	(39)	(90)
Dividendes sur actions privilégiées	62	57	5
Charges nettes du secteur Siège social et autres	(191)	(96)	(95)

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

- i) des frais financiers de 72 millions \$ (51 millions \$ après impôts) liés aux débetures convertibles émises en 2014 afin de financer une partie de l'acquisition de UNS Energy, y compris la charge associée au paiement compensatoire;
- ii) d'autres charges d'environ 33 millions \$ (30 millions \$ US), ou 20 millions \$ (18 millions \$ US) après impôts, relatives aux engagements pris par la Société au titre des avantages revenant aux clients au moment de la conclusion de l'acquisition de UNS Energy, comparativement à environ 41 millions \$ (40 millions \$ US), ou 26 millions \$ (26 millions \$ US) après impôts, relatives aux engagements pris par la Société au titre des avantages revenant aux clients et aux communautés au moment de la conclusion de l'acquisition de Central Hudson en 2013;
- iii) d'autres charges de 25 millions \$ (19 millions \$ après impôts) en 2014 liées à l'acquisition de UNS Energy, comparativement à environ 12 millions \$ (8 millions \$ après impôts) en 2013 liées à l'acquisition de Central Hudson;
- iv) un gain de change de 8 millions \$ en 2014, comparativement à un gain de change de 6 millions \$ en 2013, associé à l'autre actif à long terme libellé en dollars américains de la Société représentant la valeur comptable de l'investissement exproprié de la Société dans Belize Electricity, qui est inclus dans les autres revenus, déduction faite des charges;
- v) des charges de retraite d'environ 13 millions \$ (11 millions \$ après impôts) en 2014, qui sont incluses dans les charges d'exploitation;
- vi) un recouvrement d'impôts de 6 millions \$ en 2013, résultat de l'adoption des déductions plus élevées de l'impôt de la partie VI.1;
- vii) une reprise de provisions d'impôts d'environ 7 millions \$ en 2013.

À l'exception des éléments susmentionnés, les charges nettes du secteur Siège social et autres se sont établies à 98 millions \$ pour 2014, comparativement à environ 81 millions \$ pour 2013. L'augmentation est principalement attribuable à la hausse des frais financiers, du dividende sur actions privilégiées et des charges d'exploitation, en partie contrebalancée par une hausse du recouvrement d'impôts et des intérêts débiteurs.

L'augmentation des frais financiers est surtout attribuable à l'acquisition de UNS Energy en août 2014 et à celle de Central Hudson en juin 2013. Les frais financiers ont également été touchés par un effet de change défavorable lié à la conversion d'intérêts débiteurs libellés en dollars américains. L'augmentation a été en partie contrebalancée par la hausse des intérêts capitalisés liés au financement de la construction de l'Expansion Waneta non réglementée.

La hausse des dividendes sur actions privilégiées s'explique surtout par l'émission des actions privilégiées de premier rang, série M, en septembre 2014, qui ont servi à financer une partie de l'acquisition de UNS Energy.

L'augmentation des charges d'exploitation est surtout imputable à la hausse des charges liées à la rémunération fondée sur des actions, découlant de l'appréciation du cours de l'action; à l'augmentation des honoraires juridiques et des honoraires de services-conseils; ainsi qu'aux hausses générales de l'inflation.

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
			2013	2014	2015	
RCP						
TEP	ACC	43,5	10,13 ¹	10,00 ¹	10,00 ¹	Coût du service/RCP
UNS Electric	ACC	52,6	9,75 ¹	9,50 ¹	9,50 ¹	RCP établis par l'ACC
UNS Gas	ACC	50,8	9,75 ¹	9,75 ¹	9,75 ¹	Année témoin historique
Central Hudson	New York State Public Service Commission (« PSC »)	48	10,00	10,00	9,50 ²	Coût du service/RCP Mécanisme de partage des bénéfices à partir du 1 ^{er} juillet 2013 RCP établi par la PSC Année témoin future
FEI	British Columbia Utilities Commission (« BCUC »)	38,5	8,75	8,75	8,75	Coût du service/RCP FEI – Mécanisme de TAR de 2014 à 2019 RCP établi par la BCUC
FEVI	BCUC	41,5 ³	9,25	9,25	s. o. ³	2013, année témoin, les tarifs de 2014 à 2019 étant fixés au moyen du mécanisme de TAR
FEWI	BCUC	41,5 ³	9,50	9,50	s. o. ³	
FortisBC Electric	BCUC	40	9,15	9,15	9,15	Coût du service/RCP Mécanisme de TAR de 2014 à 2019 RCP établi par la BCUC 2013, année témoin, les tarifs de 2014 à 2019 étant fixés au moyen du mécanisme de TAR
FortisAlberta	Alberta Utilities Commission (« AUC »)	41 ⁴	8,75 ⁴	8,75 ⁴	8,75 ⁴	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 2012, année témoin, les tarifs de 2013 à 2017 étant fixés au moyen du mécanisme de TAR
Newfoundland Power	Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities (« PUB »)	45	8,80 +/- 50 points de base	8,80 +/- 50 points de base	8,80 +/- 50 points de base	Coût du service/RCP RCP établi par le PUB Année témoin future
Maritime Electric	Island Regulatory and Appeals Commission	40	9,75	9,75	9,75	Coût du service/RCP RCP établi par le gouvernement de l'Î.-P.-É. en vertu de l'entente sur l'énergie avec le gouvernement de l'Î.-P.-É. Année témoin future
FortisOntario	Commission de l'énergie de l'Ontario	40	8,93 – 9,85	8,93 – 9,85	8,93 – 9,30	Coût du service/RCP ⁵ Année témoin future et mécanisme de tarification par incitatifs
Caribbean Utilities	Electricity Regulatory Authority	s. o.	RAB			Coût du service/RAB Mécanisme d'ajustement des plafonds tarifaires en fonction des indices des prix à la consommation publiés Année témoin historique
			6,50 – 8,50	7,00 – 9,00	7,00 – 9,00	
Fortis Turks and Caicos	Gouvernement des îles Turks et Caicos	s. o.	15,00 – 17,50 ⁶	15,00 – 17,50 ⁶	15,00 – 17,50 ⁶	Coût du service/RAB Année témoin historique

¹⁾ 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.

²⁾ 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^{er} juillet 2015, comme proposé par Central Hudson dans sa proposition conjointe de règlement datant de février 2015 et sous réserve de l'approbation de l'organisme de réglementation.

³⁾ À compter 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 pour l'entité regroupée en 2015 seront les mêmes que ceux de FEI.

⁴⁾ La composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital et le RCP autorisé pour 2013, 2014 et 2015 sont provisoires et peuvent changer en fonction de l'issue de l'instance sur le coût du capital.

⁵⁾ 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.

⁶⁾ 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 les plus importantes de la Société pour 2014.

UNS Energy

En août 2014, l'ACC a approuvé l'acquisition de UNS Energy par Fortis. Dans le cadre de l'approbation réglementaire requise relativement à l'acquisition, Fortis s'est engagée à fournir aux clients de UNS Energy certains avantages : i) aux clients du secteur de détail des entreprises de services publics UNS, des crédits de facturation totalisant 30 millions \$ US sur cinq ans (10 millions \$ US la première année et 5 millions \$ US chaque année suivante jusqu'à la cinquième année); ii) adoption par UNS Energy et les entreprises de services publics UNS d'un certain cadre et de certaines exigences en matière de gouvernance; iii) limitation des dividendes versés à UNS Energy par les entreprises de services publics UNS à 60 % du bénéfice net respectif de chaque entreprise durant une période de cinq ans ou jusqu'à ce que les capitaux propres de l'entreprise atteignent 50 % du total de sa structure de capital selon des calculs conformes aux PCGR des États-Unis, selon la première de ces deux éventualités; et iv) injection, par Fortis, de capitaux totalisant 220 millions US par le truchement de UNS Energy dans les entreprises de services publics UNS après la conclusion de l'acquisition, qui a été réalisée dans les 60 jours suivant l'acquisition.

Il n'y a eu aucune décision ni demande réglementaire importante visant UNS Energy depuis la date d'acquisition.

Central Hudson

En juillet 2014, Central Hudson a déposé une demande tarifaire générale visant à accroître les tarifs de livraison d'électricité et de gaz naturel avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2015. Un gel des tarifs de livraison d'électricité et de gaz naturel est en vigueur jusqu'au 30 juin 2015 conformément à l'approbation par l'organisme de réglementation de l'acquisition de Central Hudson par Fortis. Central Hudson s'est engagée à faire des dépenses en immobilisations de 215 millions \$ US au cours de cette période de gel de deux ans des tarifs de livraison qui expirera le 30 juin 2015. La société, dans sa demande tarifaire générale, vise un RCP autorisé de 9,0 % et une composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital de 48 % pour une période d'un an. L'ordonnance actuelle prévoit un RCP autorisé et une composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital respectivement de 10,0 % et 48 %. Une proposition conjointe de règlement a été déposée en février 2015 qui prévoit de nouveaux tarifs à Central Hudson pour une période de trois ans à compter du 1^{er} juillet 2015, reflétant un RCP autorisé et une composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital respectivement de 9,0 % et 48 %. La proposition conjointe de règlement comprend le maintien de certains mécanismes actuellement en place, y compris les mécanismes de dissociation des revenus et de partage des bénéfices. Selon le mécanisme de partage des bénéfices envisagé, 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. Les audiences publiques de présentation des déclarations devraient se tenir en mars ou en avril, et la proposition conjointe de règlement devrait être déposée auprès de l'organisme de réglementation en juin pour examen et approbation.

En avril 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'énergie et des pratiques réglementaires dans l'État de New York connexes. 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 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. À l'heure actuelle, il est impossible de déterminer l'issue de cette instance, qui pourrait avoir une incidence sur les activités des entreprises de services publics dans l'État de New York.

Sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric

En février 2014, les sociétés FortisBC Energy ont reçu l'approbation réglementaire pour le regroupement de leurs entreprises de services publics réglementés. L'organisme de réglementation a approuvé l'adoption de tarifs communs pour la majorité des consommateurs de gaz naturel, qui sera appliquée sur une période de trois ans. Le regroupement a été approuvé par le lieutenant-gouverneur en conseil en mai 2014 et est entré en vigueur le 31 décembre 2014.

En mai 2013, la BCUC a rendu sa décision sur la première étape de l'instance générale sur le coût du capital en Colombie-Britannique. Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2013, la décision établit le RCP autorisé de l'entreprise de services publics de référence, FEI, à 8,75 %, et la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital, à 38,5 %. La composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital sera en vigueur jusqu'au 31 décembre 2015. La BCUC a aussi instauré, du 1^{er} janvier 2014 au 31 décembre 2015, un mécanisme d'ajustement automatique (« MAA ») qui établira annuellement le RCP autorisé pour l'entreprise de services publics de référence. Le MAA prendra effet lorsque le rendement des obligations du gouvernement du Canada à long terme dépassera 3,8 %. En janvier et décembre 2014, la BCUC a confirmé que les conditions nécessaires à l'application du MAA au RCP autorisé pour 2014 et 2015 n'ont pas été remplies. Par conséquent, le RCP autorisé de référence demeure à 8,75 % pour 2015. Les niveaux autorisés des RCP et des composantes capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital de FEVI, FEWI et FortisBC Electric ont été fixés pendant la deuxième étape de l'instance générale sur le coût du capital. Toutefois, par suite de la décision sur la première étape de l'instance générale sur le coût du capital, qui a réduit de 75 points de base le RCP autorisé de l'entreprise de services publics de référence, le RCP autorisé provisoire respectif de FEVI, FEWI et FortisBC Electric a été ramené respectivement à 9,25 %, 9,25 % et 9,15 % en date du 1^{er} janvier 2013, alors que les composantes capitaux propres attribuables aux actions ordinaires réputées de leur structure du capital respective sont restées les mêmes.

En mars 2014, la BCUC a rendu sa décision sur la deuxième étape de l'instance générale sur le coût du capital. La décision fixe la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital de FEVI et FEWI à 41,5 % à compter du 1^{er} janvier 2013 et maintient celle de FortisBC Electric à 40 %. La BCUC a confirmé la prime de risque de respectivement 50 points de base et 40 points de base de plus que la prime de l'entreprise de services publics de référence pour FEVI et FortisBC Electric, et a fixé pour FEWI la prime de risque liée aux capitaux propres à 75 points de base, soit une hausse de 25 points de base. Ainsi, le RCP autorisé, à compter du 1^{er} janvier 2013, pour FEVI, FEWI et FortisBC Electric est de respectivement 9,25 %, 9,50 % et 9,15 %. L'incidence cumulative de la deuxième étape de l'instance générale sur le coût du capital a été comptabilisée au premier trimestre de 2014 et n'a pas eu un effet significatif sur le bénéfice.

À compter du 1^{er} janvier 2015, le RCP autorisé et la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital pour l'entité regroupée FEI seront établis respectivement à 8,75 % et 38,5 %, soit ceux de l'entreprise de services publics de référence. L'instance générale sur le coût du capital a enjoint à FEI de déposer une demande de révision du RCP autorisé et de la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital au plus tard le 30 novembre 2015 afin d'établir la référence pour 2016.

En septembre 2014, la BCUC a rendu ses décisions concernant les plans de TAR pluriannuels pour les années 2014 à 2018 de FEI et FortisBC Electric. Dans le cadre des décisions sur les plans de TAR, les durées ont été prolongées jusqu'en 2019. 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 octobre et novembre 2014, FEI et FortisBC Electric ont déposé auprès de la BCUC des attestations de conformité donnant lieu à une modification des besoins en revenus et des tarifs pour 2014 conformément aux décisions relatives à la TAR. Les attestations de conformité de FEI et de FortisBC Electric ont donné lieu à une modification de la base tarifaire de mi-exercice, l'établissant respectivement à environ 2 765 millions \$ et 1 204 millions \$, et haussé le tarif de livraison, le faisant passer du taux déjà provisoirement approuvé de 1,4 % à 1,8 % pour FEI et l'établissant au taux déjà provisoirement approuvé de 3,3 % pour FortisBC Electric.

En novembre 2013, le gouvernement de la Colombie-Britannique a publié un décret du lieutenant-gouverneur en conseil (le « décret ») enjoignant à la BCUC de permettre aux sociétés FortisBC Energy d'agrandir les installations de GNL à Tilbury. Le décret énonçait un certain nombre d'exigences, y compris celles d'exempter l'expansion de Tilbury du processus visant l'obtention d'un certificat d'utilité publique, de plafonner à 400 millions \$ le coût en capital du projet et de permettre le recouvrement des coûts liés à l'expansion de Tilbury auprès des clients. En décembre 2014, le gouvernement de la Colombie-Britannique a publié un deuxième décret modifiant les directives données à la BCUC. La version modifiée du décret énonçait un certain nombre d'exigences pour la BCUC, y compris : celles i) de permettre que l'expansion de Tilbury se fasse en deux phases (phase 1A et phase 1B), la phase 1B n'étant mise en œuvre que si les sociétés FortisBC Energy obtiennent des contrats de vente à long terme utilisant un minimum de 70 % de la capacité de liquéfaction de la phase 1B, en moyenne, pour les 15 premières années d'exploitation; ii) de plafonner à 400 millions \$ les coûts en capital directs de chaque phase de l'expansion de Tilbury; iii) d'exempter du processus visant l'obtention d'un certificat d'utilité publique le pipeline et les installations de compression qui approvisionneraient, le cas échéant, une centrale de GNL exploitée par un tiers située près de Squamish, en Colombie-Britannique; et iv) d'exempter du processus visant l'obtention d'un certificat d'utilité publique les projets de réseau de distribution côtier, comprenant quatre projets de ligne de transport, dont trois augmentent la capacité des pipelines des sociétés dans la vallée du bas Fraser et dont un augmente la capacité de la centrale de GNL de Tilbury.

Conformément aux récentes décisions relatives à la TAR, en janvier et en février 2015, FEI et FortisBC Electric ont chacune déposé une demande d'approbation de leurs tarifs pour 2015. Les demandes reposent sur une hypothèse de base tarifaire de mi-exercice d'environ 3 656 millions \$ pour FEI et 1 267 millions \$ pour FortisBC Electric et sollicitent l'approbation d'une hausse des tarifs facturés aux clients respectivement d'environ 2,0 % et 4,6 % par rapport aux tarifs de 2014, établis selon une méthode fondée sur une formule quant aux coûts d'exploitation et de maintenance ainsi qu'aux coûts en capital. Le processus réglementaire d'examen des demandes se poursuivra en 2015, une décision sur les hausses tarifaires définitives étant attendue au deuxième trimestre de 2015.

FortisAlberta

En mai 2014, FortisAlberta a déposé une demande combinée de suivi du capital pour 2013, 2014 et 2015, en suivant le format prescrit par l'organisme de réglementation, qui visait des revenus totalisant environ 23 millions \$ pour 2013, 48 millions \$ pour 2014 et 69 millions \$ pour 2015. Les revenus de suivi du capital de chacune des trois années sont susceptibles de varier en fonction des catégories qui seront approuvées aux fins du traitement du suivi du capital par l'organisme de réglementation, du coût réel de la dette utilisée pour financer les dépenses en immobilisations, et du RCP autorisé et de la structure du capital définitifs qui seront déterminés dans le cadre de l'instance générale sur le coût du capital. Les revenus de suivi du capital pour 2014 et 2015 seront également susceptibles de varier en fonction du rajustement des dépenses en immobilisations réelles. Pour 2013 et 2014, FortisAlberta a comptabilisé dans le compte de suivi du capital des revenus respectivement d'environ 15 millions \$ et 30 millions \$ conformément à la décision réglementaire provisoire qui a autorisé le recouvrement de 60 % des montants visés par le suivi du capital. Une audience sur la demande de suivi du capital combinée a été tenue en octobre 2014, et la décision devrait être rendue au cours du premier trimestre de 2015. Toute modification apportée par l'organisme de réglementation à la décision provisoire pour 2013 et 2014 entraînera un ajustement des produits d'exploitation de FortisAlberta. Cet ajustement devra être comptabilisé dans les états financiers consolidés au moment de la réception de la décision ou lorsque suffisamment d'information sera disponible pour estimer l'ajustement requis conformément aux PCGR des États-Unis.

En décembre 2014, l'AUC a approuvé provisoirement la demande tarifaire annuelle pour 2015 de FortisAlberta. Les tarifs et les avenants, en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2015, comprennent une augmentation d'environ 8,5 % de la composante distribution des tarifs facturés aux clients. Cette augmentation tient compte d'un facteur inflation-productivité combiné de 1,49 %, d'un facteur K fondé sur la valeur de suivi du capital d'environ 62 millions \$, ce qui correspond à 90 % du montant des revenus de suivi du capital pour 2015 sollicité dans la demande de suivi du capital déposée en mai 2014, et d'un remboursement net d'environ 1 million \$ des soldes du facteur Y. Les taux demeureront provisoires jusqu'à ce qu'une décision définitive soit rendue sur la demande de suivi du capital combinée.

Rapport de gestion

Une audience dans le cadre de l'instance générale sur le coût du capital en Alberta s'est terminée en juin 2014, et des mémoires complémentaires ont été déposés en novembre 2014. L'AUC devrait établir le RCP autorisé et la structure du capital autorisée pour les entreprises de services publics de l'Alberta pour 2013, 2014 et possiblement 2015. L'AUC envisagera aussi de rétablir une approche fondée sur une formule pour déterminer le RCP autorisé dans l'avenir. Une décision sur cette instance devrait être rendue au premier trimestre de 2015.

Caribbean Utilities

En octobre 2014, l'ERA a annoncé que Caribbean Utilities a été retenue parmi les soumissionnaires pour une nouvelle capacité de production sur l'île Grand Caïman. Caribbean Utilities construira et exploitera une nouvelle centrale diesel de 39,7 MW, qui comprendra deux unités de production alimentée au diesel de 18,5 MW et une turbine à vapeur de 2,7 MW alimentée par la chaleur récupérée. Le coût du projet est estimé à 85 millions \$ US, et la centrale sera mise en service au plus tard en juin 2016. Par la suite, en novembre 2014, l'ERA a délivré une nouvelle licence de production d'électricité non exclusive à Caribbean Utilities d'une durée de 25 ans, arrivant à échéance en novembre 2039.

Principales instances réglementaires

Le tableau suivant résume les 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.

Entreprises de services publics réglementés

Entreprises de services publics réglementés	Demande/instance	Date du dépôt	Décision attendue
Central Hudson	Demande tarifaire générale de mi-exercice 2015	Juillet 2014	Premier semestre de 2015
FortisAlberta	Instance générale sur le coût du capital Demandes de suivi du capital – 2013, 2014 et 2015	Sans objet Mai 2014	Premier trimestre de 2015 Premier trimestre de 2015

SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Le tableau qui suit présente les principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés entre le 31 décembre 2014 et le 31 décembre 2013.

Principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés entre le 31 décembre 2014 et le 31 décembre 2013

Compte du bilan	Augmentation découlant de UNS Energy (en millions \$)	Autre augmentation/ diminution) (en millions \$)	Explication des autres augmentations/(diminutions)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	122	36	L'augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie n'est pas importante.
Débiteurs et autres actifs à court terme	214	(46)	La diminution des débiteurs et autres actifs à court terme n'est pas importante.
Stocks	160	18	L'augmentation des stocks n'est pas importante.
Actifs réglementaires à court et à long terme	392	311	L'augmentation est surtout attribuable : i) à une augmentation des reports des avantages sociaux futurs en raison d'une hausse des passifs des régimes de retraite à prestations déterminées et du régime d'avantages complémentaires de retraite (« ACR »); ii) à la hausse liée au report relatif à la remise en état des sites d'usines de gaz de Central Hudson; iii) à l'accroissement des passifs d'impôts reportés; et iv) au report de divers autres coûts, comme l'autorisent les organismes de réglementation.
Actifs détenus en vue de la vente	–	(112)	La diminution est liée à la vente de Griffith en mars 2014.
Actifs d'impôts reportés à court et à long terme	127	44	L'augmentation des actifs d'impôts reportés n'est pas importante.
Autres actifs	76	15	L'augmentation des autres actifs n'est pas importante.
Immobilisations de services publics	4 608	926	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, contrebalancés en partie par l'amortissement et les apports de la clientèle.
Actifs incorporels	140	3	L'augmentation des actifs incorporels n'est pas importante.
Écart d'acquisition	1 603	54	L'augmentation est surtout attribuable à l'effet de change de la conversion de l'écart d'acquisition libellé en dollars américains.
Emprunts à court terme	–	170	L'augmentation s'explique par les emprunts à court terme des sociétés FortisBC Energy destinés à financer les dépenses en immobilisations de services publics.
Créditeurs et autres passifs à court terme	353	130	L'augmentation est surtout attribuable à la hausse des comptes fournisseurs liés aux montants à payer au titre des immobilisations et à la hausse des dividendes à verser en raison de l'accroissement du nombre d'actions ordinaires en circulation.
Passifs réglementaires à court et à long terme	512	1	L'augmentation des passifs réglementaires n'est pas importante.

Rapport de gestion

Principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés entre le 31 décembre 2014 et le 31 décembre 2013 (suite)

Compte du bilan	Augmentation découlant de UNS Energy (en millions \$)	Autre augmentation/ (diminution) (en millions \$)	Explication des autres augmentations/(diminutions)
Dette à long terme (y compris la tranche à court terme)	2 080	1 217	L'augmentation découle de l'émission de titres de créance à long terme, d'une hausse des emprunts nets sur les facilités de crédit, principalement ceux faits par la Société afin de financer une partie de l'acquisition de UNS Energy, et de l'effet de change de la conversion de la dette libellée en dollars américains. L'augmentation a été en partie contrebalancée par des remboursements réguliers sur la dette.
Obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières (y compris la tranche à court terme)	283	(4)	La diminution des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières n'est pas importante.
Passifs d'impôts reportés à court et à long terme	659	101	L'augmentation découle des écarts fiscaux temporaires liés principalement aux dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementés.
Autres passifs	295	219	L'augmentation est surtout attribuable à la hausse de la provision relative à la remise en état des sites d'usines de gaz de Central Hudson et à la hausse des passifs des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR, principalement en raison de la baisse des taux d'actualisation au 31 décembre 2014.
Capitaux propres (compte non tenu des participations ne donnant pas le contrôle)	–	2 690	L'augmentation se rapporte principalement aux éléments suivants : i) la conversion des débentures convertibles en actions ordinaires pour un produit net après impôts de 1,747 milliard \$; ii) l'émission des actions privilégiées de premier rang, série M, en septembre 2014 pour un produit net après impôts de 591 millions \$; iii) le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour 2014, diminué des dividendes déclarés sur les actions ordinaires; iv) une hausse du cumul des autres éléments du résultat global 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; et v) 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 2014 par rapport à 2013, et est suivi d'une analyse de la nature des écarts dans les flux de trésorerie.

Sommaire des flux de trésorerie consolidés

Exercices clos les 31 décembre

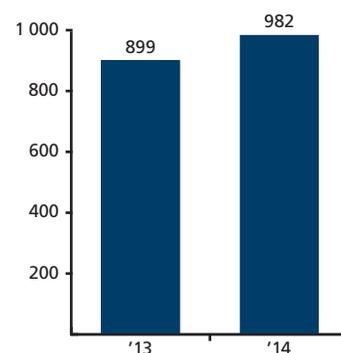
(en millions \$)

	2014	2013	Écart
Trésorerie au début de la période	72	154	(82)
Flux de trésorerie liés à ce qui suit :			
Activités d'exploitation	982	899	83
Activités d'investissement	(4 199)	(2 164)	(2 035)
Activités de financement	3 361	1 186	2 175
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	14	–	14
Moins la trésorerie des activités abandonnées	–	(3)	3
Trésorerie à la fin de la période	230	72	158

Activités d'exploitation : Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation en 2014 ont augmenté de 83 millions \$ en regard de ceux de l'exercice 2013. Cette hausse découle de l'augmentation des bénéfices en trésorerie, en partie contrebalancée par les variations défavorables du fonds de roulement et les comptes de report réglementaire à long terme.

Activités d'investissement : Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement en 2014 ont augmenté de 2 035 millions \$ en regard de ceux de l'exercice 2013. L'augmentation est attribuable à l'acquisition de UNS Energy en août 2014 pour un prix d'acquisition net au comptant de 2 745 millions \$, comparativement à l'acquisition de Central Hudson en juin 2013 pour un prix d'acquisition net au comptant de 1 019 millions \$ et à l'acquisition par FortisBC Electric des actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la ville de Kelowna en mars 2013 pour environ 55 millions \$. Les dépenses en immobilisations liées à UNS Energy depuis la date d'acquisition et la hausse des dépenses en immobilisations des sociétés FortisBC Energy ont été en partie contrebalancées par la baisse des dépenses en immobilisations liées à FortisAlberta et à la centrale Expansion Waneta. L'augmentation des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement a été en partie contrebalancée par le produit d'environ 105 millions \$ tiré de la vente de Griffith en mars 2014.

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



Activités de financement : Les flux de trésorerie provenant des activités de financement en 2014 ont augmenté de 2 175 millions \$ en regard de ceux de l'exercice 2013. L'augmentation est attribuable au financement de l'acquisition de UNS Energy en 2014, comparativement au financement de l'acquisition de Central Hudson en 2013.

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 en janvier et en octobre 2014, 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 a été convertie en 58,2 millions d'actions ordinaires de Fortis. L'acquisition de Central Hudson a été financée au moyen de l'émission d'actions ordinaires et de titres de créance à long terme et au moyen d'emprunts sur les facilités de crédit.

Le produit des émissions de titres de créance à long terme, déduction faite des frais d'émission, les remboursements sur la dette à long terme, les obligations liées aux contrats de location-acquisition et les obligations financières, et les emprunts (remboursements) nets sur les facilités de crédit confirmées pour 2014 et 2013 sont résumés dans les tableaux qui suivent.

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

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2014	2013	Écart
Central Hudson ¹	33	49	(16)
FortisAlberta ²	274	149	125
FortisBC Electric ³	198	–	198
Newfoundland Power ⁴	–	69	(69)
Caribbean Utilities ⁵	57	51	6
Fortis Turks and Caicos ⁶	92	–	92
Siège social ⁷	539	335	204
Total	1 193	653	540

¹ 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 3 mois majoré de 1 %. Le produit net a servi à rembourser la dette à long terme venant à échéance et aux fins générales de la société. En novembre 2013, Central Hudson a émis des billets non garantis à 2,45 %, 5 ans, d'un capital de 30 millions \$ US, et, en décembre 2013, des billets non garantis à 4,09 %, 15 ans, d'un capital de 17 millions \$ US. Le produit net a servi au remboursement de la dette à long terme et aux fins générales de la société.

² En septembre 2014, FortisAlberta a émis 275 millions \$ de débentures de premier rang non garanties en deux tranches, soit 150 millions \$, 10 ans, à 3,30 % et 125 millions \$, 30 ans, à 4,11 %. Le produit net a servi au remboursement de la dette à long terme, au financement des dépenses en immobilisations et aux fins générales de la société. En septembre 2013, FortisAlberta a émis des débentures non garanties à 4,85 %, 30 ans, d'un capital de 150 millions \$. Le produit net a servi au remboursement des emprunts sur la facilité de crédit, au financement des dépenses en immobilisations et aux fins générales de la société.

³ En octobre 2014, FortisBC Electric a émis des débentures 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.

⁴ En novembre 2013, Newfoundland Power a émis des obligations hypothécaires de premier rang à fonds d'amortissement à 4,805 %, 30 ans, d'un capital de 70 millions \$. Le produit net a servi au remboursement des emprunts sur la facilité de crédit, qui ont été effectués pour financer des dépenses en immobilisations, et aux fins générales de la société.

⁵ 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 servira au financement des dépenses en immobilisations. En mai 2013, Caribbean Utilities a émis des billets non garantis à 3,34 %, 15 ans, d'un capital de 10 millions \$ US et des billets non garantis à 3,54 %, 20 ans, d'un capital de 40 millions \$ US. Le produit net a été affecté au remboursement d'emprunts à court terme et au financement des dépenses en immobilisations.

⁶ 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.

⁷ 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 est d'environ 9 ans et le taux nominal moyen pondéré est 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 est d'environ 12 ans, et le taux nominal moyen pondéré est de 4,11 %. Le produit net a servi au remboursement de la dette à long terme et aux fins générales de la Société. En octobre 2013, la Société a émis des billets non garantis à 3,84 %, 10 ans, d'un capital de 285 millions \$ US, et des billets non garantis à 5,08 %, 30 ans, d'un capital de 40 millions \$ US. Le produit net a servi au remboursement d'une partie des emprunts en dollars américains effectués sur les facilités de crédit aux fins du financement initial d'une partie de l'acquisition de Central Hudson.

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 \$)

	2014	2013	Écart
Sociétés FortisBC Energy	(6)	(28)	22
FortisAlberta	(200)	–	(200)
Central Hudson	(24)	(50)	26
FortisBC Electric	(140)	(1)	(139)
Newfoundland Power	(35)	(5)	(30)
Caribbean Utilities	(19)	(20)	1
Fortis Properties	(22)	(65)	43
Siège social	(293)	–	(293)
Autres	(4)	(4)	–
Total	(743)	(173)	(570)

Emprunts (remboursements) nets sur les facilités de crédit confirmées

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2014	2013	Écart
UNS Energy	61	–	61
FortisAlberta	3	20	(17)
FortisBC Electric	(54)	44	(98)
Newfoundland Power	65	(42)	107
Siège social	535	162	373
Total	610	184	426

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. Les emprunts en vertu des facilités de crédit de la Société ont été principalement contractés pour financer une partie de l'acquisition de UNS Energy en 2014 et de celle de Central Hudson en 2013.

Des avances d'environ 36 millions \$ et d'environ 59 millions \$ ont été reçues respectivement en 2014 et 2013 des participations ne donnant pas le contrôle dans la société Waneta pour le financement des dépenses en immobilisations relatives à l'Expansion Waneta.

Le produit de l'émission d'actions ordinaires s'est élevé à 51 millions \$ pour 2014 par rapport à 596 millions \$ pour 2013. Cette diminution est principalement attribuable à l'émission de 18,5 millions d'actions ordinaires par suite de la conversion de reçus de souscription à la clôture de l'acquisition de Central Hudson en juin 2013, pour un produit d'environ 567 millions \$, moins les charges après impôts.

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.

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

Les dividendes versés sur les actions ordinaires en 2014 se sont établis à 194 millions \$, déduction faite des dividendes réinvestis de 81 millions \$, comparativement à 181 millions \$, déduction faite des dividendes réinvestis de 70 millions \$, versés en 2013. 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 1,28 \$ en 2014, contre 1,24 \$ en 2013. En 2014, le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation a été de 225,6 millions et en 2013, il a été de 202,5 millions.

Obligations contractuelles

Le tableau qui suit présente, au 31 décembre 2014, 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 2014 (en millions \$)	Total	À moins de 1 an	De 1 an à 2 ans	De 2 à 3 ans	De 3 à 4 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Dettes à long terme	10 501	505	747	103	741	201	8 204
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme	8 838	497	475	449	444	432	6 541
Obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières ¹	2 720	264	67	69	62	90	2 168
Obligations d'achat d'énergie renouvelable ²	1 031	59	59	59	59	59	736
Contrats à long terme – UNS Energy ³	929	121	122	117	85	83	401
Obligations d'achat d'électricité ⁴	891	243	161	128	101	76	182
Coût en capital ⁵	518	19	22	19	21	19	418
Obligations d'achat de gaz ⁶	314	235	20	16	11	9	23
Contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable ⁷	146	11	11	11	11	11	91
Acquisition des installations communes de Springerville ⁸	123	–	–	44	–	–	79
Cotisations de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées ⁹	182	77	36	7	8	8	46
Obligations liées aux contrats de location-exploitation ¹⁰	152	11	10	9	8	8	106
Billet de la société Waneta ¹¹	72	–	–	–	–	–	72
Ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés ¹²	53	3	3	3	3	3	38
Autres ¹³	72	12	11	10	–	3	36
Total	26 542	2 057	1 744	1 044	1 554	1 002	19 141

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

²⁾ UNS Energy est partie à des contrats d'achat d'énergie renouvelable à long terme d'une durée de 20 ans, totalisant environ 888 millions \$ US au 31 décembre 2014, lesquels exigent que UNS Energy achète la totalité de la production de certaines centrales de production d'énergie renouvelable qui ont commencé leur exploitation commerciale. Ces contrats viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2034. UNS Energy est partie à d'autres contrats d'achat d'énergie renouvelable à long terme pour respecter les exigences de la norme 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.

³⁾ 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 510 millions \$ US, 215 millions \$ US et 75 millions \$ US au 31 décembre 2014. 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.

⁴⁾ Les obligations d'achat d'électricité comprennent divers contrats d'achat d'électricité détenus par certaines filiales de la Société, principalement Central Hudson, FortisBC Electric et FortisOntario, dont les obligations totalisent respectivement 162 millions \$ US, 311 millions \$ et 259 millions \$.

Central Hudson

Central Hudson respecte ses obligations en matière de capacité et d'électricité en concluant des contrats avec des fournisseurs de capacité et d'énergie, par des achats sur les marchés de l'énergie et de la capacité du New York Independent System Operator, ainsi que par sa propre capacité de production. En 2014, Central Hudson a conclu deux contrats d'achat d'électricité sur une base conditionnelle par unité à des prix déterminés de décembre 2014 à mars 2015. Ces contrats ont remplacé des contrats existants qui ont expiré à la fin de 2013.

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 91 millions \$ US restant au 31 décembre 2014. En novembre 2013, Central Hudson a conclu un contrat visant l'achat de 200 MW de capacité installée de mai 2014 à avril 2017, le solde des engagements d'achat étant d'environ 34 millions \$ US au 31 décembre 2014.

FortisBC Electric

Les obligations d'achat d'électricité de FortisBC Electric comprennent essentiellement un CAE avec BC Hydro pour l'achat annuel de capacité pouvant atteindre 200 MW et de l'énergie associée pouvant atteindre 1 752 GWh sur une durée de 20 ans à compter d'octobre 2013. Ce CAE a été approuvé par la BCUC en mai 2014 et est entré en vigueur en juillet 2014. La capacité et l'énergie qui seront achetées en vertu de ce contrat ne visent pas une centrale particulière.

Rapport de gestion

En novembre 2011, FortisBC Electric a signé l'entente sur la capacité de l'Expansion Waneta. L'entente permet à FortisBC Electric d'acheter de la capacité sur une période de 40 ans dès que l'Expansion Waneta sera terminée, soit au printemps 2015 selon le calendrier. En mai 2012, la BCUC a accepté le dépôt de l'entente en tant que contrat d'approvisionnement en énergie. Les montants relatifs à l'entente sur la capacité de l'Expansion Waneta n'ont pas été inclus dans le tableau des 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.

FortisBC Electric est aussi partie à divers contrats pour des achats d'énergie et de capacité à prix fixe jusqu'en 2017. Les achats en vertu de ces contrats ne visent pas une centrale particulière, et la production achetée ne vise pas une partie importante de la production d'une centrale particulière.

FortisOntario

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

- ⁵⁾ Maritime Electric a droit à environ 4,55 % de la production de la centrale nucléaire Point Lepreau de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick 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.
- ⁶⁾ Les obligations d'achat de gaz se rapportent à divers contrats d'achat de gaz détenus par certaines des filiales de la Société, essentiellement les sociétés FortisBC Energy et Central Hudson. Pour les sociétés FortisBC Energy, les obligations comprennent les paiements bruts au comptant liés aux dérivés sur gaz naturel et sont basées sur les prix du marché au 31 décembre 2014. Pour Central Hudson, les obligations sont basées sur les tarifs, les taux négociés et les prix du marché au 31 décembre 2014.
- ⁷⁾ UNS Energy est partie à des contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable totalisant environ 126 millions \$ US au 31 décembre 2014, 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.
- ⁸⁾ 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.
- ⁹⁾ Les cotisations de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées consolidées incluent les montants pour services rendus au cours de la période et pour la solvabilité ainsi que les cotisations de capitalisation spéciale. Les cotisations sont fondées sur des estimations provenant des plus récentes évaluations actuarielles terminées. Par conséquent, les cotisations réelles de capitalisation des régimes de retraite pourraient être plus élevées que ces estimations, une fois que seront terminées les prochaines évaluations actuarielles aux fins de capitalisation. Les dates des plus récentes évaluations actuarielles de chacun des régimes de retraite de la Société ainsi que les exigences relatives aux prochaines évaluations actuarielles sont présentées à la note 28 des états financiers consolidés audités de 2014 de la Société.
- ¹⁰⁾ 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.
- ¹¹⁾ Le remboursement devrait être effectué en 2020 et se rapporte à certains actifs incorporels et coûts de conception de projet acquis d'une société affiliée à CPC/CBT relatifs à la construction de l'Expansion Waneta. Le montant est présenté d'après des flux de trésorerie bruts. Le billet a été comptabilisé dans les autres passifs à long terme, selon sa valeur actuelle nette actualisée de 53 millions \$ au 31 décembre 2014.
- ¹²⁾ FortisAlberta et une entreprise albertaine de services de transport d'électricité ont signé une convention d'interconnexion du réseau de transport de cette entreprise et du réseau de distribution de FortisAlberta ainsi que des contrats de service afin d'assurer des efficacités opérationnelles par une exploitation coordonnée. Les modalités d'expiration de la convention d'interconnexion prévoient qu'elle demeurera en vigueur jusqu'à ce que FortisAlberta ne soit plus connectée à ce réseau de transport. En raison de la durée indéfinie de cette convention, le calcul des paiements futurs après 2019 comprend des paiements jusqu'à la fin d'une période de 20 ans. Toutefois, les paiements en vertu de la convention peuvent continuer indéfiniment.
- ¹³⁾ 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 et du régime d'unités d'actions à dividende différé 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 2,2 milliards \$ en 2015. Au cours des cinq exercices de 2015 à 2019, 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 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.

En 2014, Caribbean Utilities a renouvelé ses 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 30 millions de gallons impériaux pour 2015.

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 1 363 millions \$ au 31 décembre 2014, 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 7 afférente aux états financiers consolidés audités de 2014 de la Société.

Structure du capital

Les activités principales de la Société, soit les services publics réglementés de distribution 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 préserver cet accès aux capitaux, la Société vise à maintenir une structure du capital à long terme consolidée composée d'environ 45 % de capitaux propres, y compris les actions privilégiées, et d'environ 55 % de titres de créance, ainsi qu'à conserver des notes de solvabilité propres à attirer les investisseurs. Chaque entreprise de services publics réglementés de la Société maintient 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

	2014		2013	
Aux 31 décembre	(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) ¹	11 304	56,5	7 716	56,2
Actions privilégiées	1 820	9,1	1 229	9,0
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	6 871	34,4	4 772	34,8
Total²	19 995	100,0	13 717	100,0

¹ 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.

² 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 2014 se composait de 55,0 % de dettes, de 9,4 % d'actions privilégiées et de 35,6 % de capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires (54,9 % de dettes, 9,2 % d'actions privilégiées et 35,9 % de capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires au 31 décembre 2013).

La structure du capital de la Société est comparable à celle du 31 décembre 2013. L'acquisition de UNS Energy a eu une incidence importante sur les composantes de la structure du capital, notamment : i) l'émission d'environ 58,5 millions d'actions ordinaires par suite de la conversion de la quasi-totalité des débentures convertibles d'un capital de 1,8 milliard \$ émises pour financer une partie de l'acquisition; ii) la dette prise en charge au moment de l'acquisition; iii) l'émission d'actions privilégiées de premier rang, série M, en septembre 2014 pour un produit après impôts de 591 millions \$ pour financer une partie de l'acquisition; et iv) des emprunts sur les facilités de crédit liées aux acquisitions et sur la facilité de crédit confirmée de la Société afin de financer le résiduel du prix d'acquisition. La structure du capital a également subi l'incidence : i) d'une augmentation du total de la dette, surtout pour soutenir les investissements dans l'infrastructure énergétique et attribuable à l'effet de

Rapport de gestion

change de la conversion de la dette libellée en dollars américains; ii) du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, moins les dividendes déclarés sur les actions ordinaires; iii) d'une hausse du cumul des autres éléments du résultat global 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; et iv) 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.

Notes de crédit

Au 31 décembre 2014, les notes de crédit de la Société se présentaient comme suit :

Standard & Poor's (« S&P »)	A- / stable (titres de créance à long terme et non garantis de la Société)
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 de faibles niveaux d'endettement en ce qui a trait à la société de portefeuille. En octobre 2014, après la conclusion du financement par titres de capitaux propres associé à l'acquisition de UNS Energy, S&P a confirmé la note de crédit de la Société et révisé la perspective à stable. De même, en décembre 2014, DBRS a confirmé la note de crédit de la Société avec une perspective stable.

Programme d'investissement

Les investissements dans les infrastructures sont nécessaires pour assurer le maintien et l'amélioration de la performance de la fiabilité et de la sûreté des réseaux 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 203 millions \$ ont été engagés en 2014, en comparaison d'environ 126 millions \$ en 2013.

Les dépenses en immobilisations consolidées brutes pour 2014 se sont établies à un montant d'environ 1,7 milliard \$. Le tableau qui suit présente, par secteur et par catégorie d'actifs, une ventilation des dépenses en immobilisations consolidées brutes pour 2014.

Dépenses en immobilisations consolidées brutes¹

Exercice clos le 31 décembre 2014

(en millions \$)	Entreprises de services publics réglementés							Activités non réglementées			Total
	UNS Energy	Central Hudson	Sociétés 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 ²	
Production	303	–	–	–	7	13	43	366	102	–	468
Transport	30	39	38	–	31	16	1	155	–	–	155
Distribution	44	57	130	273	44	123	16	687	–	–	687
Installations, matériel, véhicules et autres ³	55	20	141	61	4	7	7	295	–	44	339
Technologies de l'information	12	10	23	14	6	7	4	76	–	–	76
Total	444	126	332	348	92	166	71	1 579	102	44	1 725

¹⁾ Se rapportent aux paiements au comptant visant l'acquisition ou la construction d'immobilisations de services publics et autres que de services publics et d'actifs incorporels, comme présenté dans l'état des flux de trésorerie consolidé. Excluent la composante capitaux propres sans effet sur la trésorerie de la PFUPC.

²⁾ Comprennent des dépenses en immobilisations d'environ 6 millions \$ du côté de FAES, dont les résultats sont présentés dans le secteur Siège social et autres.

³⁾ Comprennent les dépenses en immobilisations liées à l'expansion de Tilbury pour les sociétés FortisBC Energy.

Les dépenses en immobilisations prévues sont fondées sur des projections détaillées quant à la demande d'énergie, aux conditions climatiques et aux coûts de la main-d'œuvre et du matériel, ainsi que sur d'autres facteurs, y compris la conjoncture économique, qui pourraient changer et entraîner un écart entre les dépenses réelles et les dépenses prévues. Les dépenses en immobilisations consolidées brutes ont totalisé 1 725 millions \$ pour 2014, soit 295 millions \$ de plus que les prévisions de 1 430 millions \$ pour 2014, comme présenté dans le rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2013. L'augmentation est attribuable aux dépenses en immobilisations de 444 millions \$ pour UNS Energy à partir de la date d'acquisition, montant qui n'était pas inclus dans la prévision initiale pour 2014, en partie contrebalancée par des dépenses en immobilisations moins élevées que prévu pour FortisAlberta, FortisBC Electric, l'Expansion Waneta non réglementée et Fortis Properties. En ce qui concerne FortisAlberta, les contributions exigées pour les projets liés au transport, selon l'approbation de l'organisme de réglementation, ont été moins élevées que prévu au départ. La diminution pour FortisBC Electric s'explique surtout par le calendrier des paiements et la date de réception de la décision relative à la TAR de la société en 2014. La diminution des dépenses en immobilisations relatives à l'Expansion Waneta pour 2014 s'explique surtout par le calendrier des paiements. Les dépenses en immobilisations pour Fortis Properties en 2014 ont été moins élevées que prévu, principalement en raison de la revue stratégique en cours de la société annoncée en septembre 2014.

Rapport de gestion

Les dépenses en immobilisations consolidées brutes pour 2015 devraient atteindre environ 2,2 milliards \$. Le tableau qui suit présente, par secteur et par catégorie d'actifs, une ventilation des dépenses en immobilisations consolidées brutes prévues pour 2015.

Dépenses en immobilisations consolidées brutes prévues ¹

Exercice clos le 31 décembre 2015

(en millions \$)	Entreprises de services publics réglementés							Activités non réglementées			Total
	UNS Energy	Central Hudson	Sociétés 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 ²	
Production	264	1	–	–	3	7	90	365	78	–	443
Transport	163	52	82	–	19	21	2	339	–	–	339
Distribution	131	79	123	329	33	110	28	833	–	–	833
Installations, matériel, véhicules et autres ³	87	20	158	70	42	10	4	391	–	36	427
Technologies de l'information	39	13	22	18	6	11	1	110	–	–	110
Total	684	165	385	417	103	159	125	2 038	78	36	2 152

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

²⁾ Comprennent des dépenses en immobilisations prévues d'environ 33 millions \$ du côté de FAES, dont les résultats sont présentés dans le secteur Siège social et autres.

³⁾ Comprennent les dépenses en immobilisations liées à l'expansion de Tilbury pour les sociétés FortisBC Energy.

La répartition en pourcentage des dépenses en immobilisations consolidées brutes réelles pour 2014 et prévues pour 2015 entre la croissance, le maintien et les autres se présente comme suit.

Dépenses en immobilisations consolidées brutes

Exercices clos les 31 décembre (%)	Coûts réels 2014	Coûts prévus 2015
Croissance ¹	41	29
Maintien ²	35	46
Autres ³	24	25
Total	100	100

¹⁾ Reflète l'achat par UNS Energy de l'unité 3 de la centrale de la rivière Gila en décembre 2014.

²⁾ Dépenses en immobilisations requises pour maintenir et améliorer le rendement, la fiabilité et la sécurité des actifs de production, de transport et de distribution.

³⁾ Se rapportent aux installations, au matériel, aux véhicules, aux systèmes de technologie de l'information et aux autres actifs, y compris les dépenses en immobilisations liées au transport sur l'AESO de FortisAlberta et les dépenses en immobilisations liées à l'expansion des installations à Tilbury des sociétés FortisBC Energy.

Au cours des cinq prochains exercices, de 2015 à 2019, les dépenses en immobilisations consolidées brutes devraient atteindre environ 9 milliards \$. La ventilation approximative des dépenses en immobilisations devant être engagées est la suivante : 38 % par les entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada, principalement FortisAlberta, 35 % par les entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz aux États-Unis, 20 % 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 2 % restants, par les activités non réglementées. Les dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementés sont soumises à une approbation réglementaire. Au cours des cinq prochains exercices, selon une moyenne annuelle, la ventilation approximative des dépenses en immobilisations totales devant être engagées sera la suivante : 28 % pour répondre aux besoins d'une clientèle en croissance, 49 % 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 23 % pour les installations, le matériel, les véhicules, la technologie de l'information et les autres actifs.

La base tarifaire de mi-exercice de 2015 prévue pour les entreprises de services publics réglementés de la Société est présentée dans le tableau ci-dessous.

Base tarifaire de mi-exercice prévue

(en milliards \$)	2015
UNS Energy ¹	3,8
Central Hudson ¹	1,3
Sociétés FortisBC Energy	3,7
FortisAlberta	2,7
FortisBC Electric	1,3
Entreprises de services publics d'électricité dans l'est du Canada	1,6
Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes ¹	0,8
Total	15,2

¹⁾ En fonction d'un taux de change prévu de 1,00 \$ US = 1,20 \$ CA

Rapport de gestion

Le tableau qui suit présente un sommaire des principaux projets d'investissement pour 2014 et 2015.

Principaux projets d'investissement¹

(en millions \$)		Avant 2014	Coûts réels 2014	Coûts prévus 2015	Coûts prévus d'achèvement après 2015	Année prévue d'achèvement
Société	Nature du projet					
UNS Energy ²	Unité 3 de la rivière Gila	–	252	–	–	2014
	Participation dans l'unité 1 de Springerville	–	23	55	–	2015
	Rachat du contrat de location des installations de manutention de charbon de Springerville	–	–	88	–	2015
	Projet de transport à Pinal	–	9	92	–	2015
Sociétés FortisBC Energy	Projet d'expansion de l'usine de GNL de Tilbury	5	97	170	128	2016
FortisAlberta	Programme de gestion des poteaux	132	27	41	114	Post-2019
Caribbean Utilities ²	Expansion de production	–	12	58	30	2016
Société Waneta	Expansion Waneta ³	579	100	76	72	2015

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

²⁾ Les dépenses en immobilisations prévues sont basées sur un taux de change prévu de 1,00 \$ US = 1,20 \$ CA.

³⁾ Inclut le paiement de 72 millions \$ prévu pour 2020 et exclut les intérêts capitalisés prévus des partenaires minoritaires, CPC/CBT, dans la société Waneta.

En décembre 2014, UNS Energy a acheté l'unité 3 de la centrale de la rivière Gila, une unité à cycle combiné alimentée au gaz d'une capacité nominale de 550 MW, en contrepartie d'environ 252 millions \$ (219 millions \$ US). L'achat de l'unité 3 de la centrale de la rivière Gila cadre bien avec la stratégie de diversification des ressources énergétiques à long terme de la société.

UNS Energy loue l'unité 1 de la centrale de Springerville (« unité 1 de Springerville ») et une partie des installations de manutention de charbon connexes situées à Springerville, en Arizona. En 2006, la société a acheté des participations de 14,1 % dans l'unité 1 de Springerville et a accepté d'acheter des participations additionnelles totalisant 35,4 %. En décembre 2014 et en janvier 2015, UNS Energy a conclu l'achat de participations additionnelles dans l'unité 1 de Springerville pour respectivement 20 millions \$ US et 46 millions \$ US, après quoi ses participations totalisaient 49,5 %. De plus, en 2015, UNS Energy prévoit acheter des participations dans des contrats de location arrivant à échéance dans les installations de manutention de charbon de Springerville pour 73 millions \$ US, déduction faite des remboursements prévus de tiers.

Le projet de transport à Pinal de UNS Energy correspond à la construction d'une ligne de transport dans le comté de Pinal, ce 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. La construction de la ligne de transport devrait être terminée d'ici la fin de 2015, pour un coût total prévu de 85 millions \$ US.

FEI a entrepris l'expansion de l'usine de GNL de Tilbury. L'expansion comprendra un deuxième réservoir de GNL et un nouveau liquéfacteur, les deux devant être en service d'ici la fin de 2016. L'expansion augmentera la production de GNL et la capacité de stockage. Le gouvernement de la Colombie-Britannique a plafonné à 400 millions \$ les coûts en capital de l'expansion, et pour 2015 les investissements prévus seront d'environ 170 millions \$.

Au cours de 2014, FortisAlberta a poursuivi le remplacement des vieux poteaux en vertu de son programme de gestion des poteaux, qui vise le remplacement de 110 000 vieux poteaux, qui n'avaient pas été traités chimiquement, afin de prévenir le risque de défaillance du fait de leur âge. Le coût en capital du programme jusqu'en 2019 devrait totaliser environ 314 millions \$. Quelque 27 millions \$ ont été investis dans le programme en 2014, pour un total cumulatif de 159 millions \$.

Caribbean Utilities a été retenue parmi les soumissionnaires pour une nouvelle capacité de production, et construira et exploitera une nouvelle centrale au diesel de 39,7 MW, qui comprendra deux unités de production alimentée au diesel de 18,5 MW et une turbine à vapeur de 2,7 MW alimentée par la chaleur récupérée. Le coût du projet est estimé à 85 millions \$ US, et la centrale sera mise en service au plus tard en juin 2016.

La construction de l'Expansion Waneta, au coût de 900 millions \$, avance, et des dépenses additionnelles de 100 millions \$ ont été engagées au cours de l'exercice 2014. Quelque 679 millions \$ au total ont été dépensés pour l'Expansion Waneta depuis le début des travaux de construction à la fin de 2010, et un montant d'environ 76 millions \$ devrait s'ajouter au cours de l'exercice 2015. Fortis, qui détient une participation de 51 % dans la société Waneta, exploitera et maintiendra l'investissement non réglementé au moment de la mise en service de la centrale, prévue au printemps 2015.

Les principales activités de construction à l'Expansion Waneta en 2014 ont principalement consisté en des travaux de génie civil et en l'installation d'équipement, l'assemblage et des tests en prévision de leur mise en service. Les travaux de génie civil étaient pratiquement terminés, ce qui comprenait l'ouvrage de prise d'eau, les deux galeries d'amenée et les transitions et l'excavation du canal de fuite. Les systèmes auxiliaires électrique et mécanique de la centrale sont également presque terminés. L'enlèvement du canal de fuite et des obturateurs d'entrée d'air s'est poursuivi jusqu'à la fin de 2014 et devrait être presque terminé au début de 2015. L'assemblage des composantes des turbines et génératrices s'est poursuivi, la première unité ayant terminé avec succès les essais mécaniques en décembre. La deuxième unité a commencé les essais mécaniques en janvier 2015. Il est prévu que les tests et les essais de mise en service soient terminés au début de 2015 et que les tests aux fins de commercialisation de l'électricité produite, suivis du quasi-achèvement, le soient au printemps 2015.

Rapport de gestion

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

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

Besoins en flux de trésorerie

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

La capacité de la Société d'assurer le service de sa dette et de verser des dividendes sur ses actions ordinaires et privilégiées dépend des résultats financiers des filiales d'exploitation et des paiements au comptant connexes provenant de ces filiales. Certaines filiales réglementées pourraient subir des contraintes pouvant restreindre leur capacité de faire des distributions en espèces à Fortis.

Les besoins en liquidités de Fortis pour soutenir les programmes d'investissement des filiales et pour financer des acquisitions devraient être pourvus grâce à une combinaison d'emprunts sur la facilité de crédit confirmée de la Société et du produit de l'émission d'actions ordinaires, d'actions privilégiées et de titres de créance à long terme. Selon le moment de la réception des paiements au comptant des filiales, il peut arriver que la Société fasse des emprunts sur sa facilité de crédit confirmée afin de soutenir le service de la dette et le versement des dividendes.

Les filiales prévoient être en mesure d'obtenir les fonds nécessaires au financement de leurs programmes d'investissement de 2015.

La direction prévoit que les échéances et les remboursements de la dette à long terme consolidée, à l'exception des emprunts sur la facilité de crédit, seront de 268 millions \$ en 2015 et s'établiront à environ 240 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 2014, Fortis et ses filiales respectaient les clauses restrictives de leur dette et devraient continuer de le faire pour 2015.

Facilités de crédit

Au 31 décembre 2014, la Société et ses filiales disposaient de facilités de crédit consolidées d'environ 3,9 milliards \$, dont 2,2 milliards \$ environ étaient inutilisés, y compris une tranche inutilisée de 509 millions \$ de la facilité de crédit renouvelable confirmée de 1 milliard \$ de la Société. Les facilités de crédit sont pour la plupart conclues auprès des sept plus grandes banques canadiennes, aucune banque ne détenant plus de 20 % de ces facilités. Une tranche d'environ 3,7 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités confirmées qui viennent à échéance entre 2015 et 2019.

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

Facilités de crédit	Entreprises de services publics réglementés	Entreprises de services publics non réglementés	Siège social et autres	Total au 31 décembre 2014	Total au 31 décembre 2013
<i>(en millions \$)</i>					
Total des facilités de crédit	2 248	12	1 594	3 854	2 695
Facilités de crédit utilisées :					
Emprunts à court terme	(325)	(5)	–	(330)	(160)
Dette à long terme (y compris la tranche à court terme)	(258)	–	(838)	(1 096)	(313)
Lettres de crédit en cours	(161)	–	(31)	(192)	(66)
Facilités de crédit inutilisées	1 504	7	725	2 236	2 156

Rapport de gestion

Aux 31 décembre 2014 et 2013, certains emprunts sur les facilités de crédit de la Société et de ses filiales étaient classés dans la dette à long terme. Ces emprunts ont été effectués sur les facilités de crédit confirmées à long terme, et la direction se propose de les refinancer au moyen d'un financement permanent à long terme au cours des périodes à venir.

Services publics réglementés

Les entreprises de services publics UNS ont un total de 370 millions \$ US (429 millions \$) en facilités de crédit renouvelables confirmées non garanties, dont une tranche de 300 millions \$ US (348 millions \$) vient à échéance en novembre 2016 et la tranche résiduelle de 70 millions \$ US (81 millions \$) vient à échéance en novembre 2015. Les entreprises de services publics UNS ont en outre un engagement d'emprunt à terme de 130 millions \$ US (151 millions \$) et une facilité de lettre de crédit de 82 millions \$ US (95 millions \$), venant à échéance respectivement en novembre 2015 et 2016.

Central Hudson a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 150 millions \$ US (174 millions \$) venant à échéance en octobre 2016, qui peut être utilisée pour financer les dépenses en immobilisations et qui peut servir aux besoins généraux de la société.

FEI a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 500 millions \$ venant à échéance en août 2016 et une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 200 millions \$ venant à échéance en décembre 2015. Les facilités de crédit peuvent être utilisées pour financer les besoins en fonds de roulement et les dépenses en immobilisations et peuvent 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 2019, 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 \$, dont une tranche de 50 millions \$ vient à échéance en avril 2015 et la tranche résiduelle de 100 millions \$ vient à échéance en mai 2017. 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 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 2015.

Caribbean Utilities a des facilités de crédit non garanties d'environ 47 millions \$ US (54 millions \$). Fortis Turks and Caicos a des facilités de crédit à vue non garanties à court terme de 26 millions \$ US (30 millions \$), venant à échéance en septembre 2015.

Activités non réglementées – autres que de services publics

Fortis Properties a une facilité de crédit à vue renouvelable garantie de 12 millions \$ qui peut être utilisée pour les besoins généraux de la société.

Siège social et autres

Fortis a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 1 milliard \$ venant à échéance en juillet 2018, qui peut servir aux besoins généraux de la société; une facilité de crédit-relais à moyen terme de 273 millions \$ obtenue pour le financement initial d'une partie de l'acquisition de UNS Energy venant à échéance en août 2016; et une facilité de lettre de crédit de 30 millions \$ venant à échéance en janvier 2016.

UNS Energy Corporation a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 125 millions \$ US (145 millions \$) échéant en novembre 2016.

CH Energy Group a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 100 millions \$ US (116 millions \$) échéant en octobre 2015 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 2015, qui peut servir aux besoins généraux de la société.

ARRANGEMENTS HORS BILAN

À l'exception de lettres de crédit en cours de 192 millions \$ au 31 décembre 2014 (66 millions \$ au 31 décembre 2013), 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. La hausse des lettres de crédit en cours découle surtout de l'acquisition de UNS Energy et est grandement liée à certaines créances à long terme de cette société.

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 2014, les actifs de services publics réglementés représentaient environ 93 % du total de l'actif de Fortis (90 % au 31 décembre 2013). En 2014, environ 95 % (93 % en 2013) des produits tirés des activités¹ de la Société ont été tirés des activités de services publics réglementés et environ 91 % (87 % en 2013) du bénéfice tiré des activités¹ de la Société 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 autorisé.

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.

Les organismes de réglementation approuvent le RCP autorisé et la structure du capital réputée des entreprises de services publics. Un traitement réglementaire équitable qui permet à une entreprise de services publics de bénéficier d'un taux de rendement équitable rajusté en fonction des risques qui soit comparable à celui que peuvent offrir d'autres placements comportant des risques similaires est indispensable au maintien de la qualité du service, ainsi que pour l'attrait des capitaux et la croissance continue. Les demandes de tarifs qui établissent les besoins de revenus peuvent faire l'objet de procédures de règlement négocié. En l'absence de règlement négocié, les demandes de tarifs peuvent se faire dans le cadre d'un processus d'audiences publiques. Rien ne garantit que les ordonnances tarifaires délivrées par les organismes de réglementation permettront aux entreprises de services publics réglementés de recouvrer tous les coûts effectivement engagés et de dégager les taux de rendement prévus ou justes, ou d'incorporer ces coûts à l'actif de manière appropriée.

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

Une grande incertitude du point de vue de la réglementation subsiste autour du mécanisme de suivi du capital en vertu de la formule de la TAR, qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2013. La décision définitive sur la demande de suivi du capital combinée pour 2013, 2014 et 2015 de FortisAlberta devrait être rendue au cours du premier trimestre de 2015. En décembre 2014, l'organisme de réglementation a provisoirement approuvé les tarifs de distribution facturés aux clients pour 2015 en fonction de 90 % des besoins en revenus associés aux dépenses de suivi du capital, comparativement au taux de 60 % approuvé de manière provisoire pour 2013 et 2014. Toute modification aux montants de suivi du capital provisoires entraînera un ajustement aux revenus. Pendant la durée de la TAR, FortisAlberta est exposée aux risques liés à la formule de la TAR, notamment aux risques suivants : i) la société pourrait faire face à une augmentation des coûts attribuable à l'inflation plus élevée que le facteur inflationniste établi par l'AUC; ii) la société pourrait être incapable de mener à bien les améliorations à la productivité prévues sur la durée de la TAR; iii) les coûts liés aux dépenses en immobilisations de FortisAlberta pourraient excéder ceux prévus dans la formule de base et les dépenses en immobilisations excédentaires pourraient ne pas être admissibles ou être approuvées au titre de suivi du capital, le cas échéant; et iv) des coûts imprévus importants engagés pourraient ne pas être admissibles ou être approuvés. Le RCP autorisé et la structure du capital définitifs de FortisAlberta pour 2013 à 2015 doivent également être déterminés, sous réserve de l'issue de l'instance générale relative au coût du capital, dont la décision est attendue au premier trimestre de 2015.

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

¹⁾ 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.

Rapport de gestion

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.

Les entreprises de services publics réglementés de la Société en Colombie-Britannique sont également assujetties aux mécanismes de la TAR. En septembre 2014, la BCUC a rendu ses décisions concernant les plans de TAR pluriannuels pour les années 2014 à 2019 de FEI et de FortisBC Electric. Au cours de cette période, les tarifs seront déterminés à l'aide d'un processus d'examen qui a lieu chaque année. Rien ne garantit que les ordonnances tarifaires délivrées permettront à FEI et à FortisBC Electric de recouvrer tous les coûts effectivement engagés et de dégager le taux de rendement prévu.

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

Risque 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 de réglementation pourrait retarder l'augmentation du coût du capital qui en résulterait et du RCP autorisé.

La Société et ses filiales sont aussi exposées au risque de taux d'intérêt lié aux emprunts sur les facilités de crédit à taux variables, à la dette à long terme à taux variable et au refinancement de la dette à long terme. Toutefois, Central Hudson, les sociétés 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.

Au 31 décembre 2014, environ 87 % de la dette à long terme consolidée de la Société, excluant les emprunts effectués sur les facilités de crédit confirmées à long terme, avaient des échéances à plus de cinq ans. Puisqu'une tranche importante de la dette consolidée de la Société comporte des échéances à long terme, le risque 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 2014.

Total de la dette

Au 31 décembre 2014	(en millions \$)	(%)
Emprunts à court terme	330	3,0
Facilités de crédit à taux variable utilisées classées comme dettes à long terme	1 096	10,1
Dette à long terme à taux variable (y compris la tranche à court terme)	333	3,1
Dette à long terme à taux fixe (y compris la tranche à court terme)	9 072	83,8
Total	10 831	100,0

En 2014, la Société et certaines de ses filiales réglementées ont émis des titres de créance à long terme de plus de 1 milliard \$, dont la majorité était à taux fixe. Le taux d'intérêt des titres de créance à taux fixe émis varie de 2,45 % à 5,03 %, et l'échéance, de 5 à 32 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 2014 est présentée à la rubrique « Instruments financiers » du présent rapport de gestion.

Risques liés à l'exploitation et à la maintenance : Des tempêtes, des catastrophes naturelles, des guerres, des actes terroristes, une défaillance du matériel critique et d'autres catastrophes survenant à l'intérieur ou à l'extérieur des territoires de service des entreprises de services publics de la Société pourraient causer des interruptions de service entraînant une baisse du bénéfice ou des flux de trésorerie si la situation n'est pas résolue en temps opportun ou si les incidences financières de la remise en état ne sont pas couvertes par des polices d'assurance ou ne sont pas atténuées au moyen du recouvrement à même le tarif réglementé. UNS Energy, Central Hudson et les sociétés FortisBC Energy sont exposées à divers risques opérationnels, comme les fuites dans les pipelines, l'endommagement accidentel des canalisations et des conduites de branchement, la corrosion des tuyaux, la défaillance des pipelines ou du matériel, d'autres circonstances pouvant entraîner des interruptions ou des fuites, et tout autre accident mettant en cause du gaz naturel qui pourrait occasionner des pannes importantes de l'exploitation ou des passifs environnementaux considérables.

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, les sociétés FortisBC Energy, FortisBC Electric et les activités de la Société dans la région des Caraïbes sont exposées à un risque de pertes attribuables aux tremblements de terre.

La Société et ses filiales ont une assurance limitée qui couvre les pertes d'exploitation, la responsabilité civile et les dommages matériels. En cas de perte importante non assurée résultant de conditions climatiques rigoureuses, de catastrophes naturelles et d'autres événements indépendants de la volonté de l'entreprise de services publics, une demande devrait être soumise à l'organisme de réglementation visé afin de recouvrer ces coûts par 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, du gaz et de l'électricité, ce qui pourrait avoir une incidence importante sur leurs activités.

Les entreprises de services publics de la Société conçoivent constamment des programmes d'investissement et évaluent les dépenses d'exploitation et de maintenance actuelles et futures à engager pour l'exploitation continue de leurs réseaux de gaz et d'électricité. L'analyse de la direction repose sur des hypothèses concernant le coût du service et le matériel, les exigences réglementaires, les approbations des besoins en revenus et d'autres questions comportant un certain degré d'incertitude. Si les coûts réels dépassent les dépenses en immobilisations approuvées par les organismes de réglementation, il n'est pas certain que les organismes de réglementation approuveront le recouvrement des coûts additionnels à même les tarifs futurs facturés à la clientèle. Toutefois, il est habituellement considéré comme probable que les coûts engagés de manière prudente peuvent être recouverts à même les tarifs facturés à la clientèle. Cependant, l'incapacité des entreprises de services publics de recouvrer des coûts additionnels pourrait avoir une incidence défavorable importante sur leur situation financière et leurs résultats d'exploitation. Voir aussi la rubrique « Gestion des risques d'affaires – Risque lié à la réglementation » du présent rapport de gestion.

Conjoncture économique : Comme pour toute entreprise de services publics, la conjoncture économique, comme le taux de chômage, le revenu personnel disponible, les prix de l'énergie et les mises en chantier domiciliaires, dans les territoires servis par la Société influence les ventes d'énergie. 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.

Les sociétés FortisBC Energy sont touchées par la tendance à la multiplication des mises en chantier d'immeubles d'habitations plutôt que de maisons unifamiliales, pour lesquels le choix du gaz naturel est moins courant. Le niveau des mises en chantier d'immeubles d'habitations continue de dépasser de beaucoup celui des maisons unifamiliales, ce qui pourrait ralentir la croissance des volumes de distribution de gaz.

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

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 le gaz et l'électricité consommés, ce qui aurait une incidence sur le classement par échéance et le recouvrement des comptes clients des entreprises de services publics.

Le territoire de service de la Société dans la région des Caraïbes continue d'être touché par la conjoncture économique difficile. Au 31 décembre 2014, les actifs des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes représentaient environ 4 % de l'actif total de la Société. L'activité dans les secteurs du tourisme, de l'immobilier et de la construction est étroitement liée à la conjoncture économique de la région, et les fluctuations de cette activité ont une incidence sur la demande d'électricité.

Risque lié à la situation de trésorerie et aux sources de financement : La situation financière de la Société pourrait s'en ressentir si elle, ou ses grandes filiales, ne réussissait pas à obtenir un financement suffisant et à coût avantageux pour, entre autres, financer les dépenses en immobilisations et rembourser la dette arrivant à échéance. La capacité d'obtenir des fonds suffisants à des conditions économiques dépend de nombreux facteurs, y compris les résultats d'exploitation et la situation financière de la Société et de ses filiales, le contexte de réglementation dans lequel les entreprises de services publics exercent leurs activités et la nature des décisions réglementaires relatives à la structure du capital et au RCP autorisé, la situation des marchés financiers et du crédit bancaire, les notes attribuées par les agences de notation et la conjoncture économique générale. Les fonds provenant de l'exploitation après paiement des charges prévues, y compris les paiements d'intérêts sur l'encours de la dette, pourraient ne pas suffire à rembourser la totalité du passif à mesure des échéances et les dépenses en immobilisations projetées. Rien ne garantit que des capitaux suffisants continueront d'être disponibles à des conditions acceptables pour financer les dépenses en immobilisations et rembourser la dette existante.

En 2015, les échéances consolidées de la dette à long terme devraient totaliser 268 millions \$, exclusion faite des emprunts sur les facilités de crédit. 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. Fortis et ses entreprises de services publics réglementés ne prévoient pas que les agences de notation procéderont à des décotes importantes à court terme.

Les notes de crédit de la Société ont été confirmées par S&P en octobre 2014 et par DBRS en décembre 2014, après la conversion de la quasi-totalité des débetures convertibles en actions ordinaires, et la perspective a été ramenée à stable. En 2014, les modifications suivantes ont touché les notes des titres de créance des entreprises de services publics de la Société : i) en janvier 2014, Moody's Investor Service (« Moody's ») a fait passer la note de crédit de Central Hudson de « A3 » à « A2 » avec une perspective stable; ii) en février 2014, DBRS a confirmé la note de crédit de FortisAlberta, soit « A (faible) », et a modifié la perspective, la portant de stable à positive; iii) en mai 2014, S&P a confirmé la note de crédit respective de Maritime Electric et de Caribbean Utilities, respectivement à « A » et « A- », dans chaque cas avec une perspective négative; iv) en juin 2014, Moody's a confirmé les notes de crédit à long terme de FEI, FEVI et FortisBC Electric et a modifié leur perspective, la portant de négative à stable; v) en juillet 2014, Fitch Ratings a confirmé la note de crédit de Central Hudson de « A » et a révisé la perspective, la portant de stable à négative; vi) en août 2014, Moody's a confirmé la note de crédit de UNS Energy à « Baa2 » et celles de TEP, UNS Electric et UNS Gas à « Baa1 », et a modifié la perspective, la faisant passer à positive; et vii) en octobre 2014, après la conversion de la quasi-totalité des débetures convertibles en actions ordinaires, S&P a ramené la perspective de FortisAlberta, Maritime Electric et Caribbean Utilities à stable et a fait passer la note de crédit de TEP de « BBB » à « BBB+ ». De plus, en juillet 2014, les îles Turks et Caicos ont obtenu de S&P leur première note de crédit souveraine de « BBB+ » et, en septembre 2014, FortisTCI Limited (« FortisTCI ») a obtenu de S&P sa première note de crédit de « BBB » avec une perspective stable.

En janvier 2015, par suite de la fusion de FEI, FEVI et FEWI, DBRS a confirmé la note de crédit de FEI, soit « A », et celle de FHI, soit « BBB », avec une perspective stable.

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

Expropriation de la participation dans Belize Electricity : Le 20 juin 2011, le gouvernement du Belize a adopté des dispositions législatives menant à l'expropriation de l'investissement de la Société dans Belize Electricity. Compte tenu de la privation du contrôle sur les activités de l'entreprise, la Société a cessé de comptabiliser les résultats financiers de Belize Electricity selon la méthode de la consolidation, en date du 20 juin 2011, et a classé la valeur comptable, y compris l'effet de change, de son investissement exproprié à titre d'autre actif à long terme dans le bilan consolidé.

En octobre 2011, Fortis a intenté une action auprès de la Cour suprême du Belize pour contester la constitutionnalité de l'expropriation de l'investissement de la Société dans Belize Electricity. En juillet 2012, la Cour suprême du Belize a rejeté la demande de la Société déposée en octobre 2011. En juillet 2012 également, Fortis a interjeté appel du jugement de la cour de première instance à la Cour d'appel du Belize. L'appel a été entendu en octobre 2012 et une décision a été rendue par la Cour d'appel du Belize en mai 2014. Les deux juges béliziens ont tranché en faveur du gouvernement du Belize. Toutefois, le troisième juge a émis une opinion fortement dissidente, en venant à la conclusion que l'expropriation était contraire à la constitution du Belize. La décision a été portée en appel en juin 2014 devant la CJC, la plus haute cour d'appel pouvant être saisie des jugements rendus au Belize. Fortis a déposé sa demande écrite pour interjeter appel en octobre 2014. Cette poursuite a été entendue devant la Cour de justice des Caraïbes en décembre 2014 et en janvier 2015, et à l'heure actuelle on ne sait pas à quel moment un jugement sera rendu.

Fortis croit que son appel est solide pour faire valoir l'inconstitutionnalité de l'expropriation. Il existe toutefois une possibilité que l'issue du litige soit défavorable à la Société et que le montant du dédommagement qui sera par ailleurs versé à Fortis selon les lois régissant l'expropriation de Belize Electricity soit inférieur à la valeur comptable de l'investissement exproprié dans Belize Electricity. Si l'expropriation est jugée inconstitutionnelle, la nature du dédommagement qui pourrait être accordé à Fortis ne peut être établie à l'heure actuelle. Il pourrait s'agir par exemple : i) de l'ordonnance de rendre les actions à Fortis ou de verser des dommages-intérêts; ou ii) de l'ordonnance d'un dédommagement à verser à Fortis en raison de l'inconstitutionnalité de l'expropriation de son investissement ou de l'octroi de dommages-intérêts. D'après les informations disponibles actuellement, l'actif à long terme de 116 millions \$ n'était pas réputé avoir subi de dépréciation au 31 décembre 2014. Fortis continuera de le soumettre à un test de dépréciation à chaque période financière, d'après son appréciation de l'issue des procédures judiciaires ou du règlement négocié d'un dédommagement.

Fortis continue de contrôler et de consolider les états financiers de BECOL. Bien que le premier ministre du Belize ait indiqué que le gouvernement n'avait ni l'intention d'exproprier BECOL ni les ressources pour le faire, le risque d'expropriation future de cet investissement demeure.

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

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

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

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

Risque lié aux conditions climatiques et au caractère saisonnier : Les biens matériels de la Société et de ses filiales sont exposés aux effets de conditions climatiques extrêmes et d'autres catastrophes naturelles. Quoique les biens matériels aient été construits et soient exploités et entretenus de façon à résister à de telles conditions, rien ne garantit qu'ils parviendront à y résister en toutes circonstances. Certaines des entreprises de services publics réglementés de la Société, notamment Central Hudson, les sociétés 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.

Pour les sociétés 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.

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

Des conditions climatiques extrêmes pourraient pousser les autorités gouvernementales à rajuster les débits d'eau sur la rivière Kootenay, où se trouvent les barrages et installations connexes de FortisBC Electric, afin de protéger l'environnement. Ce rajustement pourrait avoir une incidence sur la quantité d'eau disponible pour la production aux centrales de FortisBC Electric ou aux centrales exploitées par des sous-traitants chargés de fournir de l'énergie à FortisBC Electric. 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.

L'exploitation des centrales alimentées au gaz naturel et des centrales 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.

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

Les actifs et les 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.

Le bénéfice tiré des actifs de production non réglementés 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 lorsque la centrale commencera son exploitation.

Risque lié au prix des marchandises : Les sociétés FortisBC Energy sont exposées au risque lié au prix des marchandises en raison des variations du prix du marché du gaz naturel. 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. 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 prix pourrait avoir une forte incidence sur les sociétés FortisBC Energy, UNS Energy et Central Hudson, malgré les mesures réglementaires compensatoires en cas de variation de ces prix. L'incapacité des entreprises de services publics réglementés de transférer la totalité du coût du gaz naturel, du combustible ou de l'électricité achetée pourrait avoir une incidence négative importante sur les résultats d'exploitation et la situation financière des entreprises de services publics.

Instruments financiers dérivés : De temps à autre, la Société et ses filiales ont recours aux instruments dérivés pour couvrir les risques de fluctuation des taux d'intérêt, des taux de change et des prix du combustible, de l'électricité et du gaz naturel. La Société ne détient ni n'émet d'instruments dérivés aux fins de transaction et limite généralement l'utilisation des instruments dérivés à ceux qui peuvent servir de couvertures comptables, économiques ou de flux de trésorerie. Au 31 décembre 2014, les instruments dérivés de la Société étaient principalement composés de swaps sur électricité, de contrats d'achat d'électricité, de swaps et de contrats d'options sur gaz ainsi que de primes liées aux contrats d'achat de gaz.

L'évaluation à la valeur de marché est le traitement comptable par défaut pour tous les instruments dérivés à moins qu'ils ne soient admissibles et désignés pour l'une des méthodes comptables facultatives. L'évaluation à la valeur de marché nécessite que l'instrument dérivé soit comptabilisé à la juste valeur et que les variations de la juste valeur soient comptabilisées en résultat. Comme le permet leur organisme de réglementation respectif, UNS Energy, Central Hudson et les sociétés FortisBC Energy comptabilisent les gains et pertes latents sur certains instruments dérivés à titre d'actifs et de passifs réglementaires aux fins de recouvrement auprès des clients ou de remboursement aux clients à même les tarifs futurs.

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, BECOL et FortisUS Energy est le dollar américain.

Au 31 décembre 2014, la dette à long terme de 1 496 millions \$ US (1 033 millions \$ US au 31 décembre 2013) de la Société était désignée comme couverture efficace des investissements nets de la Société dans des établissements étrangers. Au 31 décembre 2014, la Société avait des investissements nets dans des établissements étrangers d'environ 2 762 millions \$ US (560 millions \$ US au 31 décembre 2013) non encore couverts. Les investissements nets de la Société dans des établissements étrangers libellés en dollars américains au 31 décembre 2014 ont considérablement souffert de l'acquisition de UNS Energy, qui a été financée principalement par des débentures convertibles et des actions privilégiées libellées en dollars canadiens. 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.

Par suite de l'acquisition de UNS Energy, 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. 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 = 1,16 \$ CA au 31 décembre 2014 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.

Rapport de gestion

Avec prise d'effet le 20 juin 2011, l'actif de la Société associé à son investissement exproprié dans Belize Electricity n'est plus admissible à la comptabilité de couverture étant donné que Belize Electricity n'est plus une filiale étrangère de Fortis. Par conséquent, les gains et les pertes de change à la conversion de l'autre actif à long terme associé à Belize Electricity sont comptabilisés en résultat. En 2014, la Société a comptabilisé en résultat un gain de change d'environ 8 millions \$ (6 millions \$ en 2013).

Risque de contrepartie : UNS Energy, Central Hudson et les sociétés 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 2014, et ces sociétés ne s'attendent pas à ce qu'une contrepartie manque à ses obligations.

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

Caractère concurrentiel du gaz naturel en Colombie-Britannique : Avant 2000, le gaz naturel était offert à un prix concurrentiel avantageux par rapport à celui d'autres sources d'énergie en Colombie-Britannique. Cependant, étant donné que les prix de l'électricité en Colombie-Britannique étaient, pour l'essentiel, fixés en fonction du coût de production moyen historique (notamment en ce qui concerne la production hydroélectrique), et non selon les forces du marché, l'avantage concurrentiel du gaz naturel s'est considérablement érodé dans la décennie qui a suivi. Récemment, les tarifs d'électricité en Colombie-Britannique ont subi des pressions à la hausse attribuables aux nouveaux investissements requis dans les secteurs de la production et du transport d'électricité. De plus, l'offre croissante de gaz naturel en Amérique du Nord, provenant notamment de la production de gaz de schiste, a fait baisser le prix du gaz naturel. Ces facteurs ont permis d'améliorer la compétitivité du gaz naturel sur une base opérationnelle. Néanmoins, les écarts entre les coûts en capital initiaux des chauffe-eau et des systèmes de chauffage résidentiel au gaz naturel et ceux à l'électricité posent un défi pour la compétitivité du gaz naturel sur le plan de la capitalisation du coût entier.

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 GES 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, les sociétés FortisBC Energy ont vu le pourcentage de maisons neuves utilisant le gaz naturel baisser par rapport au nombre total d'habitations construites à l'échelle de la Colombie-Britannique.

Dans l'avenir, si le gaz naturel devenait moins concurrentiel en raison de la tarification ou d'autres facteurs, la capacité des sociétés FortisBC Energy de gagner de nouveaux clients pourrait être entravée, et les clients existants pourraient réduire leur consommation de gaz naturel ou en abandonner complètement l'utilisation à mesure qu'ils remplaceront leur chaudière, leur chauffe-eau et d'autres appareils. Les conditions énoncées précédemment pourraient entraîner un accroissement des tarifs facturés à la clientèle et, au pire, pourraient en fin de compte empêcher les sociétés FortisBC Energy de recouvrer entièrement le coût du service à même les tarifs facturés aux clients.

Voir aussi la rubrique « Gestion des risques d'affaires – Risques environnementaux » du présent rapport de gestion.

Approvisionnement en gaz naturel, en combustible et en électricité : Les sociétés FortisBC Energy dépendent d'un nombre limité de fournisseurs de pipelines et de services de stockage, particulièrement dans les territoires de service 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, les sociétés FortisBC Energy dépendent essentiellement d'un pipeline de transport de source unique. En cas d'interruption prolongée du service du réseau pipelinier Spectra, les clients résidentiels des sociétés FortisBC Energy pourraient se retrouver en panne de gaz naturel, ce qui nuirait aux revenus et engendrerait des coûts pour la réalimentation sécuritaire des clients. L'installation de stockage de GNL sur l'île de Vancouver a permis d'atténuer ce risque en assurant l'approvisionnement à court terme du réseau par temps froid ou en situation d'urgence.

Des projets réalisés dans la région pourraient faire croître la demande de gaz de la part de la Colombie-Britannique. Ces projets comprennent l'accroissement de la capacité de transport de gaz par pipeline de la Colombie-Britannique vers des marchés extérieurs et le développement potentiel de grandes installations de GNL aux fins d'exportation de gaz vers les marchés asiatiques. 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. Plus précisément, le contrat d'approvisionnement en charbon en cours pour la centrale de San Juan arrive à échéance le 31 décembre 2017 et TEP et les autres propriétaires de la centrale de San Juan sont actuellement en négociation au sujet de l'approvisionnement en combustible futur de la centrale de San Juan. S'il n'est pas possible de conclure à prix économique une entente d'approvisionnement en charbon à long terme, la poursuite des activités de la centrale de San Juan pourrait être compromise, ce qui entraînerait la mise hors service de l'unité 1 de San Juan plus tôt que prévu.

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 80 % 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 a eu pour effet d'interrompre l'approvisionnement en électricité et causé des pannes importantes. Au cours de 2014, le PUB a amorcé une enquête et a tenu des audiences sur les problèmes d'approvisionnement du réseau insulaire interconnecté et les pannes de courant connexes. 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. Dans la mesure de ses capacités, Newfoundland Power entend contribuer à ces examens en 2015.

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

Contrats d'achat d'électricité et de vente de capacité : Les clients indirects de FortisBC Electric sont servis directement par les clients grossistes de la Société, qui sont eux-mêmes des entreprises municipales de services publics. Il se pourrait que les entreprises municipales de services publics se tournent vers d'autres sources d'approvisionnement en énergie, ce qui pourrait entraîner une baisse de la demande, une hausse des tarifs facturés aux clients et, au pire, empêcher éventuellement FortisBC Electric de recouvrer entièrement le coût du service 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 66 % du total des employés de la Société participent aux régimes de retraite à prestations déterminées et environ 84 % 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.

Dans le cas des entreprises de services publics réglementés, les risques susmentionnés sont atténués du fait que toute augmentation ou diminution des besoins de capitalisation futurs des régimes ou du coût net au titre des prestations devrait être recouvrée auprès de la clientèle, ou remboursée à cette dernière, à même les tarifs futurs, sous réserve du risque lié aux prévisions. En outre, pour les sociétés FortisBC Energy, UNS Energy, Central Hudson, FortisBC Electric et Newfoundland Power, l'écart positif ou négatif entre le coût net réel et le coût net prévu au titre des prestations, dont le recouvrement à même les tarifs facturés à la clientèle a été approuvé pour l'exercice, est assujéti au traitement en compte de report sous réserve d'une approbation réglementaire. Rien ne garantit que les mécanismes de report actuellement approuvés par les organismes de réglementation resteront en place dans l'avenir. L'incapacité de transférer le coût net au titre des prestations dans les tarifs facturés aux clients pourrait avoir une incidence négative importante sur les résultats d'exploitation et la situation financière des entreprises de services publics réglementés. Les régimes de retraite à prestations déterminées de Central Hudson, de FortisAlberta, de Newfoundland Power et de certains régimes de FortisOntario n'acceptent plus de nouveaux participants. De même, les régimes d'ACR de Central Hudson n'acceptent plus de nouveaux participants.

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 ne prend pas seule les décisions à l'égard de la direction ou des activités d'exploitation de ces installations, voire n'a aucune influence sur ces décisions, de telle sorte qu'il lui est impossible d'assurer que la gestion des activités d'exploitation et de maintenance de ces centrales est adéquate. 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 tiers propriétaires au sujet d'une convention de soutien existante visant les installations de l'unité 1 de Springerville. Ce litige pourrait entraîner le refus des tiers propriétaires de payer une partie ou la totalité de leur quote-part des coûts et dépenses de l'unité 1 de Springerville. Pour plus de renseignements, se reporter à la rubrique « Estimations comptables critiques – Éventualités » du présent rapport de gestion.

Nouveautés technologiques en matière de production distribuée et d'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 UNS Energy. 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. UNS Energy met 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 ou réduisent la consommation d'électricité. Ces technologies comprennent l'énergie renouvelable, une production axée sur les clients, l'efficacité énergétique, et des appareils et de l'équipement plus écoénergétiques. Les percées en ce sens ou la mise au point d'autres technologies pourraient réduire les coûts de production d'électricité ou rendre les installations actuelles de UNS Energy moins rentables. En outre, ces progrès technologiques pourraient faire fléchir la demande d'électricité et miner les résultats d'exploitation, le bénéfice net et les flux de trésorerie de TEP et UNS Electric.

Risques environnementaux : Les entreprises de services publics de gaz et d'électricité de la Société sont exposées à des risques inhérents, dont le risque d'incendies, de contamination de l'air, du sol ou de l'eau par des substances dangereuses, les émissions de gaz naturel et les émissions découlant de la combustion du combustible nécessaire à la production d'électricité. Les risques associés aux dommages causés par le feu sont liés aux conditions climatiques, à l'étendue du reboisement, à l'habitat et aux installations de tiers situées sur le terrain où se trouvent les installations de services publics ou à proximité. Les entreprises de services publics peuvent être tenues responsables des coûts d'extinction d'un incendie et de régénération de la forêt, de la valeur du bois sur pied ainsi que des réclamations de tiers en rapport avec des incendies sur des terres où leurs installations sont situées, et ces réclamations, si elles sont accueillies, pourraient être importantes. Ces risques comprennent aussi la responsabilité de la remise en état de toute propriété contaminée, que cette contamination ait été réellement causée ou non par le propriétaire foncier. Le risque de contamination de l'air, du sol ou de l'eau par les entreprises de services publics a principalement trait au transport, à la manutention et au stockage d'importants volumes de combustible, à l'utilisation et à l'élimination de produits à base de pétrole, surtout l'huile de transformateurs et l'huile de graissage, dans le cours des activités normales d'exploitation et de maintenance des entreprises de services publics, et aux émissions causées par la combustion du combustible pendant la production d'électricité, principalement pour les entreprises de services publics réglementés de la Société dans les Caraïbes. Le risque de contamination de l'air, du sol ou de l'eau par les entreprises de services publics de gaz naturel est surtout lié aux fuites de gaz naturel et de propane et à d'autres accidents touchant ces substances. 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.

La gestion des émissions de GES constitue une préoccupation environnementale particulière pour les entreprises de services publics réglementés de gaz 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 GES. 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 des sociétés FortisBC Energy et de FortisBC Electric. Le plan énergétique met surtout l'accent sur le leadership environnemental, la conservation de l'énergie et l'efficacité énergétique, et l'investissement dans des projets novateurs. Plusieurs des principes du plan énergétique ont été intégrés au cadre réglementaire de la Colombie-Britannique lors de l'adoption de la loi intitulée *Utilities Commission Amendment Act, 2008* de la Colombie-Britannique et de l'adoption de la *Clean Energy Act*. La *Clean Energy Act*, qui établit une vision à long terme pour la province à titre de leader du développement de l'énergie propre, est entrée en vigueur en juin 2010. FortisBC Electric et les sociétés FortisBC Energy continuent d'évaluer et de surveiller l'incidence du plan énergétique et de la *Clean Energy Act* sur leurs activités futures. L'énergie qui sera produite par l'Expansion Waneta en Colombie-Britannique, lorsqu'elle sera terminée, est conforme à

l'objectif de la *Clean Energy Act* de réduire les émissions de GES. En 2011, les sociétés FortisBC Energy ont commencé à déclarer leurs émissions de GES conformément au règlement sur la déclaration des émissions en vertu de la *Greenhouse Gas Reduction (Cap and Trade) Act*. De plus, les sociétés FortisBC Energy continuent de déclarer leurs émissions de GES en vertu du Programme de déclaration des émissions de GES d'Environnement Canada. Les sociétés FortisBC Energy ont instauré des fonctions chargées de soutenir la gestion des exigences en matière de conformité en vue du futur marché de négociation d'émissions de GES, à mesure que les politiques gouvernementales à cet égard évolueront. Les sociétés continueront de surveiller et d'évaluer la nouvelle réglementation, en particulier sur les crédits compensatoires et le plafonnement.

Aux États-Unis, l'Agence de protection de l'environnement (l'« EPA ») des États-Unis a proposé des normes sur les émissions de carbone, en juin 2014, afin que les centrales existantes produisent moins de GES. Dans le cas de l'Arizona, la proposition de l'EPA entraînerait 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 2020. L'EPA prévoit finaliser ces normes d'ici l'été 2015. Ces règlements proposés, s'ils étaient adoptés tels quels, auraient pour effet de modifier la composition des actifs de production de TEP. Au 1^{er} janvier 2015, environ 54 % de la capacité de production de TEP était alimentée au charbon. La règle finale émise par l'EPA pourrait gravement compromettre la capacité d'exploiter certaines des centrales alimentées au charbon de TEP de manière viable sur le plan économique, voire de les exploiter tout court. Tout changement important dans le portefeuille de production de TEP risque d'augmenter les charges d'exploitation ou de nécessiter des investissements en capitaux additionnels. Les répercussions qu'auront les dispositions réglementaires définitives visant les changements climatiques à l'échelle mondiale dépendront des conditions particulières de ces mesures, lesquelles ne peuvent être déterminées à ce moment-ci.

Si l'une des centrales alimentées au charbon ou des installations de manutention du charbon desquelles TEP reçoit de l'électricité devait fermer avant la fin de sa durée de vie utile, TEP 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 TEP à engager des coûts plus élevés pour obtenir la capacité et l'énergie de remplacement. TEP 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.

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

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

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

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

La Société et ses filiales sont assujetties à de nombreuses lois, réglementations et directives fédérales, provinciales et étatiques régissant la production, la gestion, le stockage, le transport, le recyclage et l'élimination des substances dangereuses et d'autres déchets, et autrement liées à la protection de l'environnement. Ces lois et règlements peuvent entraîner une hausse des coûts en capital, des coûts d'exploitation et d'autres coûts. 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. 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.

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 2014, TEP a comptabilisé environ 22 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 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 régit le moment et l'étendue de la remise en état des sites des usines de gaz dans l'État de New York. En date du 31 décembre 2014, Central Hudson a comptabilisé un montant d'environ 105 millions \$ US au titre des passifs de remise en état de l'environnement des usines de gaz. Comme il a été approuvé par la PSC, la société est actuellement autorisée à recouvrer les coûts de l'enquête et de la remise en état des sites des usines de gaz à même les tarifs facturés aux clients.

À l'exception des 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 2014, aucun passif environnemental important n'était comptabilisé dans les états financiers consolidés audités de 2014 de la Société. Aussi, la direction n'avait connaissance d'aucun passif environnemental important non comptabilisé, sauf pour ce qui est des passifs possiblement associés à diverses éventualités, comme il est mentionné à la rubrique « Estimations comptables critiques – Éventualités » du présent rapport de gestion. 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.

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

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

En 2014, les coûts directs liés à la protection environnementale, à la conformité, aux dommages et à la mise en œuvre des systèmes de gestion environnementale et des protocoles environnementaux n'ont pas eu d'incidence importante sur les résultats d'exploitation consolidés, les flux de trésorerie ou la situation financière de la Société. Toutefois, bon nombre des coûts mentionnés ci-dessus sont intégrés dans les programmes d'exploitation, de maintenance et d'investissement des entreprises de services publics, et ne sont donc pas facilement identifiables.

Risque lié aux couvertures d'assurance : La Société et ses filiales maintiennent une garantie d'assurance concernant les responsabilités potentielles et la perte accidentelle de valeur de certains de leurs actifs, dont elles jugent les montants et les assureurs appropriés, compte tenu de tous les facteurs pertinents, y compris les pratiques de propriétaires de biens et d'exploitations similaires. Toutefois, une part importante des actifs de transport et de distribution des entreprises de services publics réglementés d'électricité de la Société ne sont pas assurés, comme il est d'usage en Amérique du Nord, le coût de l'assurance n'étant pas considéré comme économique. Les assurances comportent des limites de couverture ainsi que des clauses fixant un délai de présentation des demandes d'indemnisation et de découverte des sinistres. Il n'existe aucune garantie que les types de dommages subis par la Société et ses filiales seront couverts par ces assurances. Les entreprises de services publics réglementés de la Société déposeraient certainement des demandes auprès de leur organisme de réglementation respectif pour qu'il les autorise à recouvrer toute perte ou 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 de nombreux permis et licences, approbations et 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, 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.

La capacité de FortisBC Electric de produire de l'électricité à partir de ses installations sur la rivière Kootenay et de recevoir sa part de l'énergie et de capacité à laquelle elle a droit aux termes de la convention de la centrale Canal dépend du maintien de ses permis d'exploitation hydraulique émis en vertu de la loi de la Colombie-Britannique intitulée *Water Act*. De plus, les débits d'eau sur la rivière Kootenay sont régis par les modalités du Traité du fleuve Columbia intervenu entre le Canada et les États-Unis ainsi que par celles de l'ordonnance de la Commission mixte internationale pour le lac Kootenay. Les autorités gouvernementales au Canada et aux États-Unis peuvent, en vertu du Traité et de la Commission mixte internationale, réguler les débits d'eau pour protéger les normes environnementales d'une manière qui pourrait nuire à la quantité d'eau disponible pour la production de l'énergie.

Perte du territoire de service : FortisAlberta sert une clientèle qui réside dans diverses municipalités de ses territoires de service. De temps à autre, des autorités municipales de l'Alberta envisagent de créer leur propre entreprise de distribution d'électricité en achetant les actifs de FortisAlberta situés à l'intérieur du périmètre de leur municipalité. À l'expiration de son contrat de concession, ou en l'absence de 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.

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

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

Si la dispense accordée par la CVMO n'est pas maintenue comme il est précisé ci-dessus, la Société et ses filiales émettrices assujetties seront tenues de devenir des émetteurs inscrits auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis pour continuer de présenter leur information financière selon les PCGR des États-Unis, ou d'adopter les IFRS. L'IASB a 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 à ce moment-là pourrait entraîner une volatilité du bénéfice et du résultat par action ordinaire de la Société par rapport à ceux qui auraient été comptabilisés selon les PCGR des États-Unis.

Modifications aux lois fiscales : En décembre 2014, le projet de loi C-43, *Loi n° 2 sur le plan d'action économique de 2014*, a reçu la sanction royale et a pris force de loi au Canada. La loi comprend une modification aux règles sur le revenu étranger accumulé, tiré de biens (« REATB ») si ce revenu est lié à la définition de « pays non admissible », et exclut les pays qui, comme le Belize, sont membres de la Convention concernant l'assistance administrative mutuelle en matière fiscale de la définition de « pays non admissible ». Avant cette modification, les pays qui n'avaient pas conclu d'accord d'échange de renseignements fiscaux (« AERF ») avec le Canada pouvaient être tenus de communiquer tout revenu tiré d'une entreprise exploitée activement dans un pays étranger à titre de REATB d'un contribuable, comme si le revenu avait été gagné au Canada. Le délai de cinq ans pour conclure les négociations visant à conclure un AERF avec le gouvernement du Belize expirera en juin 2015; toutefois, la nouvelle loi éliminera toute incidence sur Fortis si aucun AERF n'est conclu d'ici l'expiration du délai.

La loi sur le rapatriement du capital a également instauré des modifications sur les façons dont les bénéficiaires peuvent être rapatriés au Canada. Le Canada oblige les gouvernements de certains territoires libres d'impôt à conclure un AERF afin d'être admissibles pour l'application des nouvelles règles sur le rapatriement. Dès l'entrée en vigueur de l'AERF, les dividendes versés à même le bénéfice d'une entreprise exploitée activement seront exonérés d'impôt quand ils seront reçus au Canada. En outre, cette loi permettra à Fortis de recevoir des Caraïbes un remboursement de capital libre d'impôt. Ces modifications fourniront un mécanisme de remboursement des prêts en amont, permettant ainsi à la Société de se conformer aux modifications législatives mentionnées ci-dessus.

Rapport de gestion

En juin 2013, le Canada a adopté une loi concernant les prêts en amont et le rapatriement du capital. La Société a des prêts en amont totalisant environ 66 millions \$ que lui ont consentis ses filiales dans les Caraïbes. Fortis a utilisé les prêts en amont sans intérêt comme moyen de rapatrier les bénéficiaires avec report d'impôts. La nouvelle loi comprend une disposition transitoire spéciale pour les prêts qui étaient en cours le 19 août 2011. Tous les prêts en amont de la Société étaient en cours le 19 août 2011 et sont donc admissibles aux fins de la disposition transitoire spéciale.

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

Accès aux terres des Premières Nations : Les sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric fournissent des services à des clients sur des terres des Premières Nations et ont des installations de gaz et des installations de production et de transport et distribution d'électricité sur des terres faisant l'objet de revendications territoriales de la part de diverses bandes des Premières Nations. Un processus de négociation de traité auquel participent diverses bandes des Premières Nations et les gouvernements de la Colombie-Britannique et du Canada est en cours, mais les conditions auxquelles des ententes pourraient être conclues dans les territoires de service des sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric ne sont pas claires. De plus, les bandes des Premières Nations ne participent pas toutes au processus. Jusqu'à maintenant, le gouvernement de la Colombie-Britannique a eu comme politique d'essayer de structurer les ententes sans porter préjudice aux droits existants de tiers comme les sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric. Cependant, rien ne garantit que le processus de règlement des revendications ne nuira pas de manière importante aux résultats d'exploitation et à la situation financière des sociétés FortisBC Energy et de FortisBC Electric.

En 2010, la Cour suprême du Canada a décidé que, avant d'accorder 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 des sociétés 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 FortisAlberta, 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.

La convention collective entre FortisBC Electric et la Fraternité internationale des ouvriers en électricité (« FIOE ») a expiré le 31 janvier 2013. La FIOE représente les employés dans des professions précises des secteurs de la production, du transport et de la distribution. En décembre 2013, après une interruption de travail, la FIOE et FortisBC Electric ont accepté de se soumettre à un processus d'arbitrage exécutoire. Le processus d'arbitrage s'est conclu en juin 2014 et la décision de l'arbitre a été obtenue en novembre 2014, fixant l'échéance de la convention collective au 31 janvier 2018.

La convention collective entre les sociétés FortisBC Energy et la FIOE a été renouvelée en 2014 et arrivera à échéance le 31 mars 2019. La FIOE représente les employés dans des professions précises des secteurs du transport et de la distribution.

Les conventions collectives entre les sociétés FortisBC Energy et le Syndicat canadien des employés et employés professionnels et de bureau (« SEPB ») et entre FortisBC Electric et le SEPB représentant les employés du service à la clientèle sont venues à échéance le 31 mars 2014. Les conventions collectives ont été renouvelées pour une durée de trois ans et viennent à échéance le 31 mars 2017. Les sociétés FortisBC Energy ont une deuxième convention collective conclue avec le SEPB représentant des employés dans des professions précises des secteurs de l'administration et de l'exploitation, qui vient à échéance en mars 2015.

Les deux conventions collectives entre Newfoundland Power et la FIOE sont venues à échéance le 30 septembre 2014. La société et la FIOE ont conclu un accord de principe en décembre 2014 qui doit être entériné par les membres.

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 à compter du 1^{er} janvier 2014, et que Fortis a adoptées à cette date, sont présentées ci-après.

Obligations découlant des ententes à responsabilité solidaire : La Société a adopté les modifications du Topic 405 de l'Accounting Standards Codification (« ASC ») intitulé *Obligations Resulting from Joint and Several Liability Arrangements for Which the Total Amount of the Obligation is Fixed at the Reporting Date*, telles qu'elles sont présentées dans l'Accounting Standards Update (« ASU ») 2013-04. Les modifications ont été appliquées de façon rétrospective et n'ont pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés audités de 2014 de la Société.

Comptabilisation de l'écart de conversion cumulé par la société mère : La Société a adopté les modifications du Topic 830 de l'ASC, *Foreign Currency Matters – Parent's Accounting for the Cumulative Translation Adjustment upon Derecognition of Certain Subsidiaries or Groups of Assets within a Foreign Entity or of an Investment in a Foreign Entity*, telles qu'elles sont présentées dans l'ASU 2013-05. Les modifications ont été appliquées par la Société de manière prospective et n'ont pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés audités de 2014 de la Société.

Présentation d'une économie d'impôt non comptabilisée : La Société a adopté les modifications du Topic 740 de l'ASC, *Income Taxes – Presentation of an Unrecognized Tax Benefit When a Net Operating Loss Carryforward, a Similar Tax Loss, or a Tax Credit Carryforward Exists*, telles qu'elles sont présentées dans l'ASU 2013-11. Les modifications ont été appliquées par la Société de manière prospective et n'ont pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés audités de 2014 de la Société.

PRISES DE POSITION COMPTABLES FUTURES

Présentation des activités abandonnées et de l'information sur la cession de composantes d'une entité : En avril 2014, le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») a publié l'ASU 2014-08, *Reporting Discontinued Operations and Disclosures of Disposals of Components of an Entity*. Cette mise à jour modifie les exigences en matière de présentation des activités abandonnées et exige la présentation d'informations supplémentaires concernant celles-ci. Cette mise à jour prend effet pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes à compter du 15 décembre 2014 et doit être appliquée de façon prospective. Fortis ne s'attend pas à ce que l'adoption de cette mise à jour ait une incidence importante sur ses états financiers consolidés.

Produits tirés des contrats conclus avec les clients : En mai 2014, le FASB a publié l'ASU 2014-09, *Revenue from Contracts with Customers*. 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 prend effet pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes à compter du 15 décembre 2016 et doit être appliquée de façon rétrospective intégrale ou rétrospective modifiée. L'adoption anticipée n'est pas permise. Fortis évalue l'incidence de l'adoption de cette norme sur ses états financiers consolidés. La Société et ses filiales sont en train de repérer les contrats avec des clients et les obligations de rendement intégrées dans ces contrats.

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 : En juin 2014, le FASB a publié l'ASU 2014-12, *Accounting for Share-Based Payments When the Terms of an Award Provide That a Performance Target Could Be Achieved after the Requisite Service Period*. Les modifications présentées dans cette mise à jour visent à uniformiser 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. Cette mise à jour prend effet pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes à compter du 15 décembre 2015 et peut être appliquée de façon prospective ou rétrospective. Fortis ne s'attend pas à ce que l'adoption de cette mise à jour ait une incidence importante sur ses états financiers consolidés.

Présentation des incertitudes quant à la capacité d'une entité de poursuivre ses activités : En août 2014, le FASB a publié l'ASU 2014-15, *Disclosure of Uncertainties about an Entity's Ability to Continue as a Going Concern*. Les modifications présentées dans cette mise à jour visent à fournir une ligne directrice quant à la responsabilité de la direction d'évaluer s'il existe un doute important sur la capacité d'une entité de poursuivre ses activités, et de fournir les informations connexes. Cette mise à jour prend effet pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes à compter du 15 décembre 2016. L'adoption anticipée est permise. Fortis ne s'attend pas à ce que l'adoption de cette mise à jour ait une incidence importante sur ses états financiers consolidés.

INSTRUMENTS FINANCIERS

La valeur comptable des instruments financiers consolidés de la Société se rapproche de leur juste valeur, ce qui reflète l'échéance à court terme, les conditions normales de crédit et la nature de ces instruments, à l'exception de ce qui suit.

Instruments financiers

Aux 31 décembre	2014		2013	
	Valeur comptable	Juste valeur estimative	Valeur comptable	Juste valeur estimative
(en millions \$)				
Billet de la société Waneta	53	56	50	50
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an	10 501	12 237	7 204	8 084

La juste valeur de la dette à long terme est calculée en utilisant les cours du marché lorsqu'ils sont disponibles. Lorsqu'il n'y a pas de cours du marché disponibles, comme c'est le cas pour le billet de la société Waneta et certains titres de créance à long terme, la juste valeur est établie soit : i) en actualisant les flux de trésorerie futurs du titre d'emprunt particulier à un taux de rendement estimatif jusqu'à l'échéance équivalant au rendement d'obligations gouvernementales ou de bons du Trésor de référence comportant une échéance similaire, majoré d'une prime au risque de crédit égale à celle d'émetteurs dont la qualité du crédit est semblable; ou ii) en obtenant de tiers des prix indicatifs pour des titres de créance ayant une cote similaire ou identique et ayant la même échéance résiduelle. Comme la Société n'a pas l'intention de régler la dette à long terme ou le billet avant l'échéance, l'excédent de la juste valeur estimée sur la valeur comptable ne représente pas un passif réel.

Le tableau des instruments financiers ci-dessus ne tient pas compte de l'autre actif à long terme associé à l'investissement exproprié de la Société dans Belize Electricity. En raison de la nature incertaine du montant final et de la capacité du gouvernement du Belize de verser un dédommagement équitable approprié à Fortis pour l'expropriation de Belize Electricity, la Société a comptabilisé l'investissement exproprié à la valeur comptable, y compris l'effet de change, dans les autres actifs à long terme, le montant totalisant environ 116 millions \$ au 31 décembre 2014 (108 millions \$ au 31 décembre 2013).

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 accords-cadres de compensation et des garanties.

Instruments financiers comptabilisés à la juste valeur

Aux 31 décembre	Hiérarchie des justes valeurs	2014	2013
(en millions \$)			
Actif			
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{1,2}	Niveau 3	3	10
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ^{1,2}	Niveau 3	1	–
Autres investissements ³	Niveaux 1/2	36	6
Total des actifs bruts		40	16
Moins : Compensation de soldes de contreparties présentés au montant brut aux bilans ⁴		(3)	–
Total de l'actif, montant net		37	16
Passif			
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{1,2,5}	Niveaux 1/2/3	72	15
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ²	Niveau 3	1	–
Contrat d'énergie – couvertures de flux de trésorerie ^{2,6}	Niveau 3	1	–
Swaps de taux d'intérêt – couvertures de flux de trésorerie ⁶	Niveau 2	5	–
Total du passif, montant brut		79	15
Moins : Compensation de soldes de contreparties présentés au montant brut aux bilans ⁴		(3)	–
Total du passif, montant net		76	15

¹⁾ 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 des tarifs comme autorisé par les organismes de réglementation, sauf pour les contrats de ventes d'énergie à long terme.

²⁾ 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 d'énergie à long terme.

³⁾ Inclus dans les autres actifs à long terme dans le bilan consolidé et comprend 5 millions \$ au niveau 1 et 31 millions \$ au niveau 2 (6 millions \$ au niveau 1 en 2013).

⁴⁾ Certains contrats d'énergie font l'objet d'accords-cadres de compensation exécutoires pour atténuer le risque de crédit et sont compensés s'il existe une intention et un droit légal de compensation.

⁵⁾ Comprend 2 millions \$ au niveau 1, 35 millions \$ au niveau 2, 35 millions \$ au niveau 3 (15 millions \$ au niveau 2 en 2013).

⁶⁾ 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 les bénéfices.

Instruments dérivés

De façon générale, la Société limite l'utilisation des instruments dérivés à ceux qui peuvent servir de couvertures comptables, de couvertures économiques ou de couvertures de flux de trésorerie. La Société est tenue de comptabiliser à la juste valeur tous les instruments dérivés, sauf ceux qui sont admissibles à l'exception relative aux achats et aux ventes dans le cours normal des affaires. Les 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, les pertes de transport et des pertes en ligne. La juste valeur des options et 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.

Central Hudson emploie des swaps sur électricité et des swaps et des 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.

Les sociétés FortisBC Energy emploient des swaps et contrats d'options sur gaz et 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 2014, 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 et ces gains latents auraient autrement été comptabilisés à titre de bénéfiques. Au 31 décembre 2014, des pertes latentes de 69 millions \$ (15 millions \$ au 31 décembre 2013) ont été comptabilisées dans les actifs réglementaires à court terme et aucun gain latent n'a été comptabilisé à titre de passifs réglementaires (10 millions \$ au 31 décembre 2013).

Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire

De temps à autre, UNS Energy conclut avec des clients de gros des contrats à terme à long terme qui sont admissibles comme instruments dérivés. La juste valeur des contrats de vente d'électricité est établie au moyen de variables de marché observables, le prix régional de l'électricité et celui du gaz, ainsi que le ratio des deux, et les coûts thermiques courants sur le marché. Les gains latents et pertes latentes sur ces instruments dérivés sont comptabilisés dans les bénéfiques, puisqu'ils ne peuvent faire l'objet d'un report réglementaire. En décembre 2014, TEP a conclu un contrat d'options de vente de trois ans, et les gains latents de moins de 1 million \$ associés à ce contrat ont été comptabilisés en 2014.

Couvertures de flux de trésorerie

UNS Energy détient des swaps de taux d'intérêt, venant à échéance en 2020, afin de réduire son exposition à la volatilité des taux d'intérêt variables sur la dette, et un swap d'achat d'électricité, venant à échéance 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 dans les bénéfiques à mesure qu'ils sont réalisés. La perte qui devrait être reclassée dans les bénéfiques au cours des douze prochains mois est estimée à environ 3 millions \$.

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 2014, les volumes notionnels des dérivés sur électricité et sur gaz naturel devant être réglés étaient les suivants :

Volume	Échéance (année)	Contrats (nombre)	2015	2016	2017
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire :					
Swaps sur électricité (GWh)	2017	7	1 200	659	219
Contrats d'achat d'électricité (GWh)	2017	33	1 206	457	145
Swaps et contrats d'options sur gaz (PJ)	2017	188	49	9	4
Primes liées aux contrats d'achat de gaz (PJ)	2015	54	75	–	–
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire :					
Contrats de vente d'électricité à long terme (GWh)	2017	1	536	586	634
Contrats d'énergie – couvertures de flux de trésorerie (GWh)	2015	1	59	–	–

Les justes valeurs des contrats 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. Les variations de la juste valeur des contrats dérivés sont principalement reportées à titre d'actif ou de passif réglementaire aux fins de recouvrement auprès des clients ou de remboursement aux clients à même les tarifs futurs, comme l'autorisent les organismes de réglementation.

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.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

La préparation des états financiers consolidés de la Société selon les PCGR des États-Unis exige que la direction fasse des estimations et pose des jugements qui influent sur les montants constatés des actifs et des passifs et la présentation d'information à l'égard des actifs et des passifs éventuels à la date des états financiers consolidés, et sur les montants constatés des produits et des charges des périodes présentées. Les estimations et jugements reposent sur des données historiques, les conditions actuelles et plusieurs autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances. En raison de l'évolution des faits et des circonstances et de l'incertitude inhérente à l'élaboration d'estimations, les résultats réels pourraient être très différents des estimations actuelles. Les estimations et jugements sont révisés régulièrement et, lorsque des ajustements s'avèrent nécessaires, ils sont comptabilisés en résultat au cours de la période où ils sont confirmés. Les estimations comptables critiques de la Société sont analysées ci-après.

Réglementation : De façon générale, les méthodes comptables des entreprises de services publics réglementés de la Société sont assujetties à l'examen et à l'approbation par les organismes de réglementation respectifs. Les actifs et les passifs réglementaires découlent du processus d'établissement des tarifs des entreprises de services publics réglementés et ont été comptabilisés en fonction d'ordonnances ou de décisions réglementaires antérieures, existantes ou prévues. Certaines estimations sont nécessaires, car les milieux réglementaires au sein desquels les entreprises de services publics de la Société exercent leurs activités exigent souvent que ces montants soient comptabilisés à leur valeur estimative jusqu'à ce qu'ils soient établis conformément aux décisions réglementaires ou à d'autres démarches réglementaires. Les montants définitifs approuvés aux fins de report par les organismes de réglementation à titre d'actifs réglementaires et de passifs réglementaires et les périodes approuvées de recouvrement ou de règlement peuvent différer des attentes initiales. Tous les ajustements des estimations initiales qui en découlent sont comptabilisés en résultat au cours de la période où ils sont confirmés. Si une décision réglementaire est rendue après la date de clôture, mais avant la publication des états financiers consolidés, les faits et les circonstances sont examinés pour déterminer s'il s'agit ou non d'un événement postérieur à la date du bilan à comptabiliser.

Au 31 décembre 2014, Fortis comptabilisait des actifs réglementaires de 2 525 millions \$ (1 822 millions \$ au 31 décembre 2013) et des passifs réglementaires de 1 555 millions \$ (1 042 millions \$ au 31 décembre 2013).

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 2014, les immobilisations de services publics, les immobilisations autres que de services publics et les actifs incorporels consolidés de la Société totalisaient environ 18,3 milliards \$, soit environ 69 % du total des actifs consolidés, comparativement à environ 12,6 milliards \$, ou environ 70 % du total des actifs consolidés, au 31 décembre 2013. L'augmentation des immobilisations est principalement attribuable à l'acquisition de UNS Energy et à des dépenses en immobilisations d'environ 1,7 milliard \$ en 2014. La dotation aux amortissements a été de 688 millions \$ en 2014 en regard de 541 millions \$ en 2013. Les variations des taux d'amortissement peuvent avoir une incidence importante sur la dotation aux amortissements consolidée de la Société.

Dans le cadre du processus d'établissement des tarifs facturés aux clients, les entreprises de services publics réglementés de la Société soumettent des taux d'amortissement jugés appropriés à l'approbation des organismes de réglementation respectifs. 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.

Comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, UNS Energy, Central Hudson, les sociétés 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 étant constatée à titre de passif réglementaire à long terme. Les coûts réels d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, déduction faite du produit de récupération, sont portés en réduction du passif réglementaire lorsqu'ils sont engagés. Les coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont estimés d'après les données historiques et les tendances prévues des coûts. Le solde de ce passif réglementaire au 31 décembre 2014 atteignait 951 millions \$, soit une hausse de 388 millions \$ par rapport à 563 millions \$ au 31 décembre 2013, principalement en raison de l'acquisition de UNS Energy. Le montant total des coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations enregistrés et comptabilisés dans la dotation aux amortissements au cours de 2014 s'est établi à 88 millions \$ (73 millions \$ en 2013).

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 recouverts 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^{er} 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 2014 ou en 2013.

Au 31 décembre 2014, l'écart d'acquisition consolidé totalisait environ 3,7 milliards \$ (2,1 milliards \$ au 31 décembre 2013). Par suite de l'acquisition de UNS Energy en 2014, un écart d'acquisition additionnel d'environ 1,5 milliard \$ a été comptabilisé. 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 68 millions \$ au 31 décembre 2014 (66 millions \$ au 31 décembre 2013).

Fortis effectue une évaluation annuelle interne des facteurs quantitatifs de chaque unité d'exploitation. Pour les unités d'exploitation dont :

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

Afin de calculer la dépréciation de l'écart d'acquisition, Fortis détermine pour quelles unités d'exploitation la juste valeur sera estimée par un consultant externe indépendant, comme décrit précédemment, et cette 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 comptabilisée.

Rapport de gestion

La principale méthode utilisée pour estimer la juste valeur des unités d'exploitation est l'approche fondée sur les bénéficiaires, selon laquelle les projections des flux de trésorerie des unités d'exploitation sont actualisées à l'aide de l'approche axée sur la valeur de l'entreprise. D'après cette approche, les flux de trésorerie durables sont établis après impôts, sans déduire les intérêts débiteurs, et sont ensuite actualisés selon la moyenne pondérée du coût du capital afin d'obtenir la valeur de l'entreprise. Une approche axée sur la valeur de l'entreprise ne permet pas de juger du caractère approprié de la dette courante de l'unité d'exploitation. La juste valeur estimée de l'unité d'exploitation est par la suite établie en soustrayant la juste valeur de la dette portant intérêt de la valeur d'entreprise de l'unité d'exploitation. Une autre méthode d'évaluation, soit l'approche fondée sur le marché, est aussi employée par le consultant externe indépendant pour valider les conclusions tirées de l'utilisation de l'approche fondée sur les bénéficiaires. 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 2014 ou en 2013 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 2015 est de 6,36 %, en baisse par rapport au taux de 6,46 % utilisé en 2014. 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 236 millions \$ en 2014, comparativement à des rendements positifs prévus de 106 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 2014 et à établir le coût net des régimes de retraite pour 2015 est de 4,00 %, comparativement au taux de 4,81 % utilisé pour évaluer les obligations au titre des prestations projetées au 31 décembre 2013 et pour établir le coût net des régimes de retraite pour 2014. Cette baisse de l'hypothèse de taux d'actualisation moyen pondéré reflète les rendements moins élevés des obligations de sociétés de qualité. Les taux d'actualisation reflètent les taux d'intérêt du marché sur les obligations de grande qualité assurant des flux de trésorerie qui correspondent à l'échelonnement et au montant des versements prévus au titre des prestations de retraite. La méthode d'établissement des taux d'actualisation est conforme à celle utilisée pour établir les taux d'actualisation à l'exercice précédent.

En 2014, le coût net des régimes de retraite à prestations déterminées consolidé a augmenté de 17 millions \$ par rapport à 2013, en raison surtout de l'acquisition de UNS Energy en 2014 et de celle de Central Hudson en 2013. Compte non tenu de UNS Energy et de Central Hudson, l'augmentation des coûts est attribuable à l'augmentation des ajustements réglementaires, en partie contrebalancée par l'amortissement de pertes actuarielles moins importantes découlant d'une hausse de l'hypothèse de taux d'actualisation. Toute augmentation du coût net des régimes de retraite à prestations déterminées des entreprises de services publics réglementés pour 2015 devrait être recouvrée auprès de la clientèle à même les tarifs, sous réserve du risque lié aux prévisions pour les entreprises de services publics dont les régimes de retraite à prestations déterminées sont moins importants.

Le tableau qui suit présente les incidences d'une variation de 100 points de base du taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes de retraite et du taux d'actualisation sur le coût net au titre des prestations des régimes de retraite de 2014 et sur l'obligation au titre des prestations projetées connexe qui est comptabilisée dans les états financiers consolidés annuels de 2014 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 2014

(Diminution) augmentation

(en millions \$)

	Coût net au titre des prestations des régimes de retraite	Obligation au titre des prestations projetées ¹
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de taux de rendement	(21)	–
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux de rendement	14	(33)
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	(34)	(347)
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	41	431

¹⁾ Certains régimes de retraite à prestations déterminées des sociétés 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 les sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric résulte également de la méthode utilisée pour établir l'hypothèse d'indexation des prestations de retraite.

Rapport de gestion

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, les sociétés 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.

Au 31 décembre 2014, pour l'ensemble des régimes de retraite à prestations déterminées, la Société avait des obligations au titre des prestations projetées consolidées de 2 604 millions \$ (1 724 millions \$ au 31 décembre 2013) et des actifs de régimes consolidés de 2 216 millions \$ (1 541 millions \$ au 31 décembre 2013) pour une situation de capitalisation consolidée en position de passif de 388 millions \$ (183 millions \$ au 31 décembre 2013). En 2014, la Société a comptabilisé un coût net au titre des prestations des régimes de retraite consolidé de 71 millions \$ (54 millions \$ en 2013).

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 ont eu des rendements positifs totalisant environ 11 millions \$ en 2014, comparativement à des rendements positifs prévus d'environ 9 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 2014 et sur l'obligation connexe au titre des prestations constituées consolidée comptabilisée dans les états financiers consolidés audités de 2014 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 2014

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	44
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux tendanciel du coût des soins de santé	(5)	(34)
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	(5)	(74)
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	7	91

Central Hudson, les sociétés 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 2014, pour l'ensemble des régimes d'ACR, la Société avait des obligations au titre des prestations constituées consolidées de 564 millions \$ (417 millions \$ au 31 décembre 2013) et des actifs de régimes consolidés de 154 millions \$ (121 millions \$ au 31 décembre 2013) pour une situation de capitalisation consolidée en position de passif de 410 millions \$ (296 millions \$ au 31 décembre 2013). En 2014, la Société a comptabilisé un coût net au titre des prestations des régimes d'ACR consolidé de 21 millions \$ (23 millions \$ en 2013).

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 2014 et 2013, 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 2014, UNS Energy avait comptabilisé des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'environ 29 millions \$ US (34 millions \$) associées principalement à des actifs liés à la production d'énergie et à la production photovoltaïque; Central Hudson avait comptabilisé des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'environ 1 million \$ US (1 million \$) (1 million \$ US (1 million \$) au 31 décembre 2013) associées principalement à des mesures d'enlèvement d'amiante; et FortisBC Electric avait comptabilisé des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'environ 2 millions \$ (2 millions \$ au 31 décembre 2013) relatives 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 2014 est classé dans le bilan consolidé à titre d'autre passif à long terme, avec compensation dans les immobilisations de services publics. Tous les facteurs utilisés pour estimer les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations des sociétés susmentionnées constituent la meilleure estimation par la direction 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 2014, 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.

Constataion 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, sauf pour certains consommateurs d'électricité de Central Hudson, selon l'approbation de l'organisme de réglementation. Au 31 décembre 2014, des produits non facturés d'environ 13 millions \$ US (15 millions \$) (13 millions \$ US au 31 décembre 2013 (14 millions \$)) de Central Hudson associés à ces consommateurs d'électricité n'étaient pas comptabilisés.

Le total des produits non facturés pour la période correspond aux ventes 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 2014, les produits non facturés comptabilisés dans les débiteurs étaient d'environ 365 millions \$ (341 millions \$ au 31 décembre 2013) sur des produits consolidés annuels d'environ 5 401 millions \$ pour 2014 (4 047 millions \$ pour 2013). L'augmentation de 24 millions \$ du total des produits non facturés depuis le 31 décembre 2013 est attribuable à l'acquisition de UNS Energy, en partie contrebalancée par la baisse des produits de distribution de FortisAlberta.

Coûts indirects capitalisés : Conformément aux exigences de leurs organismes de réglementation respectifs, UNS Energy, Central Hudson, les sociétés FortisBC Energy, 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.

Comme il a été autorisé par la décision relative à la TAR, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2014, les coûts indirects capitalisés des sociétés FortisBC Energy et de FortisBC Electric ont diminué, passant respectivement de 14 % à 12 % et de 20 % à 15 % de la charge brute au titre des activités d'exploitation et de maintenance réglementées, ce qui a donné lieu à une diminution d'environ 8 millions \$ des immobilisations de services publics au cours de 2014 et à une augmentation correspondante des produits et des charges dont le recouvrement auprès de la clientèle est approuvé.

Éventualités : La Société et ses filiales sont parties à un certain nombre de litiges et d'actions en justice dans le cours normal des affaires. La direction estime que le montant exigible, le cas échéant, découlant de ces poursuites ne devrait pas avoir d'incidence 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 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 du 1^{er} janvier 2015 au prix spécifié par les propriétaires tiers. En décembre 2014, TEP a déposé une réponse à la plainte auprès de la FERC, niant les allégations et demandant à la FERC de rejeter la plainte.

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 »), alléguant entre autres : que TEP a refusé de respecter les instructions des propriétaires tiers demandant de programmer leur quote-part d'électricité et d'énergie; que TEP n'avait pas respecté leurs instructions de spécifier le niveau de combustible et les services de manutention de combustible; 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; que TEP a refusé d'acheminer l'électricité et l'énergie de la manière exigée, comme indiqué dans la plainte auprès de la FERC; et que TEP a manqué à ses obligations de fiduciaire alléguées envers les propriétaires tiers. La poursuite de New York vise à obtenir des jugements déclaratoires, une injonction, des dommages-intérêts dont le montant sera déterminé au procès et le paiement des honoraires et débours des propriétaires tiers.

En décembre 2014, Wilmington Trust Company, à titre de fiduciaires propriétaires et créanciers en vertu des contrats de location des propriétaires tiers, a envoyé un avis à TEP dans lequel il est prétendu que TEP a manqué à ses obligations définies aux contrats de location avec les propriétaires tiers. Selon l'avis, les fiduciaires propriétaires, en tant que créanciers, exercent leurs droits de rendre inactive leur participation indivise et réclament à TEP de payer, le 1^{er} janvier 2015, des dommages-intérêts totalisant environ 71 millions \$ US. Dans une lettre adressée à Wilmington Trust Company en décembre 2014, TEP nie les allégations contenues dans l'avis. En janvier 2015, Wilmington Trust Company a envoyé un deuxième avis à TEP dans lequel il est prétendu que TEP a manqué à ses obligations définies aux contrats de location avec les propriétaires tiers en ne remédiant pas aux manquements allégués dans le premier avis. Le deuxième avis a réitéré la réclamation à TEP de dommages-intérêts totalisant environ 71 millions \$ US. Dans une lettre adressée à Wilmington Trust Company, TEP a nié les allégations contenues dans le deuxième avis.

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 de l'injonction sollicitée, TEP ne peut estimer l'ordre de grandeur de toute perte éventuelle à l'heure actuelle; par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés. TEP a l'intention de se défendre vigoureusement contre les allégations des propriétaires tiers.

Centrale de San Juan

San Juan Coal Company (« SJCC ») exploite une mine de charbon souterraine dans une région où certains producteurs de gaz exploitent des concessions pétrolières et gazières obtenues du gouvernement des États-Unis, de l'État du Nouveau-Mexique et de parties privées. Ces producteurs gaziers allèguent que la mine de charbon souterraine de SJCC nuit à leurs activités, en réduisant la quantité de gaz naturel qu'ils peuvent extraire. SJCC a versé un dédommagement à certains de ces producteurs de gaz à l'égard de toute production restante des puits qui sont considérés comme assez proches de la mine pour justifier qu'ils soient bouchés et abandonnés. Ces règlements ne compensent toutefois pas toutes les réclamations possibles des producteurs de gaz de la région. TEP a une participation de 50 % dans les unités 1 et 2 de la centrale de San Juan, ce qui représente environ 20 % de la capacité de production totale de la centrale de San Juan, et est responsable de sa quote-part de tout règlement. La société ne peut raisonnablement estimer l'incidence des réclamations futures pouvant parvenir des producteurs de gaz et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés à cet effet.

Coûts de remise en état de mines

TEP paye continuellement des coûts de remise en état 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 lors 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 49 millions \$ US à l'échéance des contrats d'approvisionnement en charbon, entre 2017 et 2031. Le passif au titre de la remise en état de la mine comptabilisé s'élevait à 22 millions \$ US au 31 décembre 2014 et représente la valeur actualisée de l'obligation future estimative.

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'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit utilisé pour actualiser les obligations futures. 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

Anciennes usines de gaz

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

Le DEC, ministère qui régit le moment et l'étendue de la remise en état des sites des usines de gaz dans l'État de New York, a avisé Central Hudson qu'il croit que la société et ses prédécesseurs ont à un moment donné été propriétaires ou exploitants, ou les deux, des usines de gaz sur sept sites dans la zone de service de Central Hudson. 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 2014, une obligation de 105 millions \$ US a été comptabilisée au titre de la remise en état des sites d'usines de gaz et, en fonction d'une analyse de modélisation des coûts effectuée en 2012, il est estimé, selon un niveau de confiance de 90 %, que le total des coûts de remise en état sur 30 ans de ces sites n'excédera pas 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, Central Hudson peut actuellement reporter, pour recouvrement futur auprès des 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, et les coûts de possession seront comptabilisés dans les soldes de report au taux de rendement autorisé avant impôts.

Litige sur l'amiante

Avant et après l'acquisition de CH Energy Group, diverses poursuites liées à l'amiante ont été intentées contre Central Hudson. Bien qu'un total de 3 348 poursuites liées à l'amiante aient été intentées, 1 170 étaient pendantes au 31 décembre 2014. Parmi les poursuites intentées contre Central Hudson qui ne sont plus en instance, 2 022 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 n'ait pas reçu signification, la société a retenu les services d'un avocat et a communiqué avec ses assureurs. L'issue ne peut être raisonnablement établie et évaluée pour le moment et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés à cet égard.

Fortis

Après l'annonce de l'acquisition de UNS Energy le 11 décembre 2013, quatre actions ont été intentées contre Fortis et d'autres défendeurs devant la Cour supérieure de l'État de l'Arizona (la « Cour supérieure »), dans le comté de Pima et pour ce comté, et une action a été intentée devant la Cour de district des États-Unis dans le district de l'Arizona et pour ce district, contestant l'acquisition. Les demandeurs allèguent de façon générale que les administrateurs de UNS Energy ont manqué à leurs obligations de fiduciaires quant à l'acquisition et que UNS Energy, Fortis, FortisUS Inc. et Color Acquisition Sub Inc. auraient aidé ou encouragé ce manquement. En mars 2014, deux des quatre actions présentées devant la Cour supérieure ont été abandonnées par les demandeurs, et l'avocat dans les deux actions restantes auprès de la Cour supérieure a signé un protocole d'entente visant une entente de principe portant sur la structure du règlement devant être soumis à l'approbation de la Cour supérieure après la clôture de l'acquisition. En avril 2014, l'action présentée devant la Cour de district des États-Unis a été abandonnée par le demandeur. L'issue de ces poursuites ne peut être prévue avec certitude et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés.

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.

PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES ANNUELLES

Le tableau qui suit présente les principales informations financières annuelles pour les trois exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012.

Principales informations financières annuelles

Exercices clos les 31 décembre

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

	2014	2013	2012
Produits d'exploitation	5 401	4 047	3 654
Bénéfice net	390	420	371
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	317	353	315
Résultat de base par action ordinaire	1,41	1,74	1,66
Résultat dilué par action ordinaire	1,40	1,73	1,65
Total de l'actif	26 628	17 908	14 950
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins de un an)	10 501	7 204	5 900
Actions privilégiées	1 820	1 229	1 108
Capitaux propres attribuables aux actions ordinaires	6 871	4 772	3 992
Dividendes déclarés par action ordinaire	1,30	1,25	1,21
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série C ¹	–	0,4862	1,3625
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série E	1,2250	1,2250	1,2250
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série F	1,2250	1,2250	1,2250
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série G ²	0,9708	1,1416	1,3125
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série H	1,0625	1,0625	1,0625
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série J ³	1,1875	1,1875	0,3514
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série K ⁴	1,0000	0,6233	–
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série M ⁵	0,4613	–	–

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

²⁾ Le taux fixe du 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^{er} septembre 2013, inclusivement, au 1^{er} septembre 2018, exclusivement.

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

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

⁵⁾ Les actions privilégiées de premier rang à taux d'intérêt fixe rétabli de série M ont été émises en septembre 2014 à 25,00 \$ l'action et donnent droit à des dividendes cumulatifs de 1,0250 \$ par action par année pour les cinq premières années.

2014/2013 : Les produits d'exploitation ont augmenté de 1 354 millions \$ ou 33,5 % par rapport à 2013 et le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été de 317 millions \$, ou 1,41 \$ par action ordinaire, en regard d'un bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 353 millions \$, ou 1,74 \$ par action ordinaire en 2013. 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 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 au soutien des investissements dans l'infrastructure énergétique.

2013/2012 : Les produits d'exploitation ont augmenté de 393 millions \$, ou 10,8 %, par rapport à 2012. L'augmentation des produits est attribuable à l'acquisition de Central Hudson, à la hausse de la composante tarifs de base pour la plupart des entreprises de services publics réglementés, à la hausse des ventes d'électricité et des volumes de gaz, et à un effet de change favorable lié à la conversion de produits libellés en dollars américains. L'augmentation a été en partie contrebalancée par la baisse du RCP autorisé des sociétés FortisBC Energy et de FortisBC Electric, par une baisse de la composante capitaux propres de la structure du capital de FEI, au 1^{er} janvier 2013, par suite de la décision réglementaire sur la première étape de l'instance générale sur le coût du capital en Colombie-Britannique, par la baisse des produits nets tirés du transport de FortisAlberta et par la diminution du coût du gaz naturel facturé à la clientèle des sociétés FortisBC Energy.

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 353 millions \$, soit 38 millions \$ de plus qu'en 2012. Le bénéfice pour 2013 a diminué de 34 millions \$ en raison des charges liées à l'acquisition de Central Hudson, comparativement à des charges liées aux acquisitions de 7,5 millions \$ pour 2012. Le bénéfice pour 2013 a été avantaagé par un recouvrement d'impôts de 23 millions \$, résultat de l'entrée en vigueur des déductions plus élevées de l'impôt de la partie VI.1 sur les dividendes sur actions privilégiées de la Société, comparativement aux charges d'impôts de 4 millions \$ attribuables à l'impôt de la partie VI.1 pour 2012. En outre, un gain extraordinaire d'environ 20 millions \$ a été comptabilisé en 2013 relativement au règlement des questions d'expropriation touchant la société Exploits. En excluant les éléments susmentionnés, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est élevé à 344 millions \$ pour 2013, en hausse de 17,5 millions \$ par rapport au bénéfice de 326,5 millions \$ pour 2012. Central Hudson a contribué au bénéfice à hauteur de 23 millions \$ en 2013, alors que les activités non réglementées de CH Energy Group ont entraîné une perte nette de 5 millions \$, principalement associée aux charges d'impôts reportés liées à la vente de Griffith.

Rapport de gestion

Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés de gaz et d'électricité au Canada s'est accru de 1 million \$ par rapport à 2012. Pour les sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric, le bénéfice a baissé respectivement d'environ 15 millions \$ et 4 millions \$, résultat d'une décision réglementaire sur la première étape de l'instance générale sur le coût du capital, ce qui a entraîné une baisse du RCP pour chacune des entreprises de services publics et de la composante capitaux propres de la structure du capital de FEI, en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2013. Cette baisse a été partiellement contrebalancée par le recul des frais financiers et la croissance de la base tarifaire par rapport aux prévisions et par les charges d'exploitation et de maintenance moins élevées des sociétés FortisBC Energy. Le bénéfice de FortisAlberta équivaut à 2 millions \$ de moins que celui de 2012 en raison d'une baisse des produits nets tirés du transport et des coûts liés aux inondations survenues dans le sud de l'Alberta en juin 2013, en partie contrebalancée par la croissance de la base tarifaire et l'augmentation du nombre de clients. Le bénéfice de Newfoundland Power et le bénéfice de Maritime Electric ont été favorablement touchés par des recouvrements d'impôts liés à l'impôt de la partie VI.1. Le bénéfice de Newfoundland Power a aussi été favorablement touché par la croissance de la base tarifaire et un gain de 1 million \$ tiré de la vente d'un terrain en 2013. Le bénéfice de FortisOntario a diminué en raison de l'incidence du rajustement de rendement cumulatif sur les investissements faits dans les compteurs intelligents en 2012. Les entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes ont dégagé un bénéfice de 4 millions \$ plus élevé qu'en 2012. L'augmentation s'explique surtout par la capitalisation des coûts indirects de Fortis Turks and Caicos approuvée par l'organisme de réglementation. Le bénéfice des activités non réglementées de Fortis Generation a augmenté de 22 millions \$ par rapport à 2012, résultat du gain extraordinaire lié à la société Exploits et d'une hausse de la production hydroélectrique au Belize. Les charges du secteur Siège social et autres ont monté de 8 millions \$ par rapport à 2012. L'augmentation des charges liées aux acquisitions a été en partie contrebalancée par un recouvrement d'impôts lié à l'impôt de la partie VI.1, la reprise de provisions d'impôts et un gain de change réalisé en 2013, en regard de la perte subie en 2012.

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

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

RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

Les tableaux qui suivent présentent les informations financières non auditées pour les quatrièmes trimestres clos les 31 décembre 2014 et 2013.

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

Quatrièmes trimestres clos les 31 décembre (<i>non audité</i>)	2014	2013	Écart
Entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz aux États-Unis			
UNS Energy – ventes d'électricité (<i>GWh</i>)	3 583	–	3 583
UNS Energy – volumes de gaz (<i>PJ</i>)	4	–	4
Central Hudson – ventes d'électricité (<i>GWh</i>)	1 176	1 209	(33)
Central Hudson – volumes de gaz (<i>PJ</i>)	5	5	–
Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada			
Sociétés FortisBC Energy (<i>PJ</i>)	59	68	(9)
Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada			
FortisAlberta (<i>GWh</i>)	4 446	4 523	(77)
FortisBC Electric (<i>GWh</i>)	846	887	(41)
Est du Canada (<i>GWh</i>)	2 203	2 179	24
Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes (<i>GWh</i>)	187	189	(2)
Activités non réglementées – Fortis Generation (<i>GWh</i>)	109	144	(35)

Volumes de gaz

La diminution des volumes de gaz est principalement attribuable à une baisse de la consommation moyenne des clients des secteurs résidentiel et commercial ainsi que du secteur des transports des sociétés FortisBC Energy en raison de températures plus chaudes. Cette diminution a été en partie contrebalancée par les volumes de gaz découlant de l'acquisition de UNS Energy.

Ventes d'énergie et d'électricité

L'augmentation des ventes d'électricité s'explique surtout par l'acquisition de UNS Energy et la croissance de la clientèle des entreprises de services publics d'électricité dans l'est du Canada. L'augmentation a été en partie neutralisée par une baisse de la consommation moyenne des clients de FortisBC Electric et de Central Hudson, en raison de températures plus chaudes au cours du quatrième trimestre de 2014 et de la diminution de la production hydroélectrique non réglementée au Belize attribuable à une baisse des précipitations. La diminution des livraisons d'énergie de FortisAlberta est principalement attribuable à la baisse de la consommation moyenne des clients des secteurs de l'agriculture et de l'irrigation en raison d'une diminution de la charge sollicitée pour le chauffage et du fléchissement des activités à la fin de la saison de l'irrigation pour l'exercice considéré.

Rapport de gestion

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		
	2014	2013	Écart	2014	2013	Écart
Entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz aux États-Unis						
UNS Energy	435	–	435	23	–	23
Central Hudson	186	165	21	4	11	(7)
	621	165	456	27	11	16
Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada						
Sociétés FortisBC Energy	432	446	(14)	49	50	(1)
Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada						
FortisAlberta	132	121	11	25	18	7
FortisBC Electric	90	87	3	12	13	(1)
Entreprises de services publics d'électricité dans l'est du Canada	266	261	5	14	14	–
	488	469	19	51	45	6
Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	84	77	7	6	8	(2)
Activités non réglementées – Fortis Generation	8	11	(3)	4	4	–
Activités non réglementées – autres que de services publics	62	62	–	7	3	4
Secteur Siège social et autres	7	7	–	(31)	(21)	(10)
Éliminations intersectorielles	(9)	(8)	(1)	–	–	–
Total	1 693	1 229	464	113	100	13
Résultat de base par action ordinaire (\$)				0,44	0,47	(0,03)

Produits d'exploitation

L'augmentation des produits est attribuable à l'acquisition de UNS Energy. La hausse de la composante tarifs de base pour la plupart des entreprises de services publics réglementés, la hausse du coût du gaz naturel facturé à la clientèle des sociétés FortisBC Energy et l'effet de change favorable lié à la conversion de produits libellés en dollars américains ont aussi contribué à l'augmentation des produits, laquelle a été en partie contrebalancée par un recul des ventes d'électricité, une baisse des volumes de gaz des sociétés FortisBC Energy et un fléchissement de la production hydroélectrique non réglementée au Belize.

Bénéfice

L'augmentation du bénéfice est surtout attribuable à : i) la contribution au bénéfice de 23 millions \$ de UNS Energy; ii) la hausse du bénéfice de FortisAlberta découlant de la croissance de la clientèle et de l'échéancier des charges d'exploitation; et iii) la hausse du bénéfice des activités autres que de services publics en raison d'une plus grande contribution de Fortis Properties et de l'incidence d'une perte nette d'environ 2,5 millions \$ de Griffith au quatrième trimestre de 2013. L'augmentation a été en partie contrebalancée par une hausse des charges nettes du secteur Siège social et autres et une baisse du bénéfice de Central Hudson. La hausse des charges nettes du secteur Siège social et autres s'explique surtout par l'augmentation des frais financiers et les dividendes sur actions privilégiées associés au financement de l'acquisition de UNS Energy, et les intérêts débiteurs après impôts d'environ 4 millions \$ liés aux débetures convertibles, le tout en partie contrebalancé par une hausse du recouvrement d'impôts. L'incidence continue de l'augmentation de l'amortissement et des charges d'exploitation durant le gel des tarifs de deux ans suivant son acquisition a eu une incidence défavorable sur le bénéfice de Central Hudson. La hausse des coûts de remise en état liés aux tempêtes et d'autres charges non récurrentes ont également contribué à la baisse du bénéfice au quatrième trimestre de 2014.

Sommaire des flux de trésorerie consolidés

Quatrièmes trimestres clos les 31 décembre (non audité)

(en millions \$)

	2014	2013	Écart
Trésorerie au début de la période	458	155	303
Flux de trésorerie liés à ce qui suit :			
Activités d'exploitation	334	233	101
Activités d'investissement	(829)	(344)	(485)
Activités de financement	257	31	226
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	10	–	10
Moins la trésorerie des activités abandonnées	–	(3)	3
Trésorerie à la fin de la période	230	72	158

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont augmenté de 101 millions \$ par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation est attribuable surtout au recouvrement auprès des clients des hausses approuvées par les organismes de réglementation des taux d'amortissement et aux variations favorables du fonds de roulement, en particulier du côté des sociétés FortisBC Energy et des entreprises de services publics d'électricité dans l'est du Canada. L'augmentation a été en partie contrebalancée par des variations défavorables liées aux comptes de report réglementaires à long terme.

Rapport de gestion

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont augmenté de 485 millions \$ par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation est surtout attribuable à la hausse des dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementés, en particulier les dépenses en immobilisations de UNS Energy, en partie contrebalancée par une baisse des dépenses en immobilisations de FortisAlberta et de la centrale non réglementée Expansion Waneta.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont augmenté de 226 millions \$ par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation s'explique surtout par la hausse des emprunts effectués sur les facilités de crédit confirmées. L'augmentation a été en partie contrebalancée par la hausse des remboursements sur la dette à long terme et la baisse du produit des émissions de titres de créance à long terme.

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 2013 jusqu'au 31 décembre 2014. Cette information trimestrielle est tirée des états financiers consolidés intermédiaires non auditées 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	Bénéfice net	Résultat par action ordinaire	
	d'exploitation	attribuable aux	De base	Dilué
	(en millions \$)	actionnaires	(\$)	(\$)
		ordinaires		
		(en millions \$)		
31 décembre 2014	1 693	113	0,44	0,43
30 septembre 2014	1 197	14	0,06	0,06
30 juin 2014	1 056	47	0,22	0,22
31 mars 2014	1 455	143	0,67	0,66
31 décembre 2013	1 229	100	0,47	0,47
30 septembre 2013	915	48	0,23	0,23
30 juin 2013	790	54	0,28	0,28
31 mars 2013	1 113	151	0,79	0,76

Le sommaire des huit derniers trimestres reflète la croissance interne continue de la Société et sa croissance découlant des acquisitions et les frais liés aux acquisitions s'y rapportant, ainsi que le caractère saisonnier de ses activités. Les résultats intermédiaires varient en raison de la nature saisonnière de la demande d'électricité et de gaz naturel, et des débits d'eau, ainsi qu'en fonction du calendrier et de l'application des décisions des organismes de réglementation. Le coût du combustible et de l'électricité achetée et le coût du gaz naturel, qui sont refacturés aux clients sans majoration, ont également une incidence sur les produits. Compte tenu de la nature diversifiée des filiales de la Société, le caractère saisonnier peut varier. Les sociétés FortisBC Energy génèrent la majeure partie de leur bénéfice annuel au cours des premier et quatrième trimestres. 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 2014/décembre 2013 : Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 113 millions \$, ou 0,44 \$ par action ordinaire, au quatrième trimestre de 2014, comparativement à un bénéfice de 100 millions \$, ou 0,47 \$ par action ordinaire, au quatrième trimestre de 2013. Une analyse des écarts entre les résultats financiers du quatrième trimestre de 2014 et du quatrième trimestre de 2013 est présentée à la rubrique « Résultats du quatrième trimestre » du présent rapport de gestion.

Septembre 2014/septembre 2013 : Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été de 14 millions \$, ou 0,06 \$ par action ordinaire, pour le troisième trimestre de 2014, en regard d'un bénéfice de 48 millions \$, ou 0,23 \$ par action ordinaire, pour le troisième trimestre de 2013. Le bénéfice pour le troisième trimestre de 2014 a baissé de 35 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 et de 23 millions \$ en raison des intérêts débiteurs après impôts liés aux débetures convertibles, y compris le paiement compensatoire. Le bénéfice pour le troisième trimestre de 2013 comprenait une perte nette d'environ 2,5 millions \$ due aux activités abandonnées liées à Griffith. Compte non tenu des incidences susmentionnées relatives aux charges liées aux acquisitions, aux intérêts débiteurs sur les débetures convertibles et à Griffith, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour le troisième trimestre de 2014 s'est établi à 72 millions \$, comparativement à 51 millions \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. L'augmentation reflète la contribution au bénéfice de 37 millions \$ par UNS Energy à partir de la date d'acquisition. L'augmentation a été annulée en partie par une hausse des charges du secteur Siège social et autres, imputable principalement à une hausse des frais financiers, découlant surtout de l'acquisition de UNS Energy, et par une hausse des charges d'exploitation. L'augmentation des charges d'exploitation est surtout imputable aux dépenses liées au personnel, y compris des charges de retraite après impôts d'environ 8 millions \$ comptabilisées au troisième trimestre de 2014 et des charges liées à la rémunération fondée sur des actions découlant de l'appréciation du cours de l'action, combinées à l'augmentation des honoraires juridiques et des honoraires de services-conseils, ainsi qu'aux hausses générales de l'inflation. L'augmentation des charges du secteur Siège social et autres a été en partie contrebalancée par un gain de change de 5 millions \$ au troisième trimestre de 2014, comparativement à une perte de change de 2 millions \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et par une hausse du recouvrement d'impôts et des intérêts débiteurs.

Juin 2014/juin 2013 : Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 47 millions \$, ou 0,22 \$ par action ordinaire, pour le deuxième trimestre de 2014, comparativement à un bénéfice de 54 millions \$, ou 0,28 \$ par action ordinaire, pour le deuxième trimestre de 2013. Le bénéfice pour le deuxième trimestre a été réduit de 13 millions \$ d'intérêts débiteurs après impôts relatifs aux débetures convertibles. Le bénéfice pour le deuxième trimestre de 2013 a baissé de 32 millions \$, du fait des charges liées aux acquisitions et aux avantages revenant aux clients et aux communautés afin d'obtenir l'approbation réglementaire aux fins de l'acquisition de Central Hudson. Le bénéfice pour le deuxième trimestre de 2013 a profité de l'incidence favorable d'un recouvrement d'impôts de 25 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. Compte non tenu des éléments susmentionnés, le bénéfice pour le deuxième trimestre de 2014 a été comparable à celui de la période correspondante de l'exercice précédent. Les charges du secteur Siège social et autres ont augmenté par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'effet de change défavorable, de l'incidence d'une reprise de provisions d'impôts au deuxième trimestre de 2013, de l'augmentation des frais financiers liés à l'acquisition de Central Hudson et de la hausse des charges d'exploitation, en partie contrebalancées par une augmentation du recouvrement d'impôts et des intérêts créditeurs. La diminution du bénéfice a été en partie compensée par : i) la contribution au bénéfice par Central Hudson; ii) le moment de la comptabilisation de la décision réglementaire sur la première étape de l'instance générale sur le coût du capital en Colombie-Britannique des sociétés FortisBC Energy et de FortisBC Electric en 2013; iii) une croissance des ventes d'électricité des services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes; et iv) une hausse de la production hydroélectrique non réglementée au Belize.

Mars 2014/mars 2013 : Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 143 millions \$, ou 0,67 \$ par action ordinaire, pour le premier trimestre de 2014 comparativement à un bénéfice de 151 millions \$, ou 0,79 \$ par action ordinaire pour le premier trimestre de 2013. Le bénéfice pour le premier trimestre de 2014 comprend un montant de 5 millions \$ provenant des activités abandonnées liées à Griffith et a été réduit de 11 millions \$ d'intérêts débiteurs après impôts relatifs aux débetures convertibles. Le bénéfice pour le premier trimestre de 2013 comprenait un gain extraordinaire d'environ 22 millions \$ lié à la société Exploits. Compte non tenu des éléments susmentionnés, le bénéfice du premier trimestre de 2014 a bénéficié de l'effet favorable des éléments suivants : i) la contribution au bénéfice de 18 millions \$ par Central Hudson; ii) une hausse de la production hydroélectrique non réglementée au Belize; iii) des ajustements approuvés par l'organisme de réglementation de Newfoundland Power, qui ont influé sur le calendrier du bénéfice trimestriel; et iv) une croissance des ventes d'électricité des services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes. Les augmentations ont été en partie contrebalancées par une baisse du bénéfice des sociétés FortisBC Energy et un accroissement des charges du secteur Siège social et autres. La première étape de l'instance générale sur le coût du capital en Colombie-Britannique a entraîné une baisse du RCP autorisé et de la composante capitaux propres de la structure du capital de l'entité de référence, FEI, à compter du 1^{er} janvier 2013; toutefois, l'incidence de cette décision réglementaire n'a été comptabilisée qu'au deuxième trimestre de 2013, lorsque la décision a été rendue.

ÉVALUATION PAR LA DIRECTION DES CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION ET DES CONTRÔLES INTERNES À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Contrôles et procédures de communication de l'information : Le président-directeur général et le vice-président 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-directeur général 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 2014 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-directeur général 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 2014 et, d'après cette évaluation, ils ont conclu que ces contrôles étaient efficaces et fournissaient cette assurance raisonnable. Au cours du quatrième trimestre de 2014, 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.

PERSPECTIVES

Fortis est un chef de file sur le marché nord-américain des entreprises de services publics de production d'électricité et de gaz servant actuellement plus de 3 millions de clients. La Société continue de se concentrer sur les entreprises de services publics réglementés à risque faible et l'infrastructure énergétique impartie à long terme.

En septembre 2014, la Société a annoncé qu'elle amorcerait un examen des options stratégiques en ce qui concerne son parc d'immeubles hôteliers et commerciaux géré par Fortis Properties. Parmi ces options figurent, entre autres, la vente totale ou partielle des actifs, la vente d'actions de Fortis Properties ou un premier appel public à l'épargne. Une décision à l'égard de cet examen devrait être prise au cours du deuxième trimestre de 2015. Fortis Properties comprend actuellement environ 3 % du total de l'actif de la Société.

Après une décennie de solide croissance, grâce surtout à des acquisitions, Fortis entre dans une période de croissance interne importante provenant de ses activités existantes. Le programme d'investissement consolidé de la Société devrait dépasser 2,0 milliards \$ pour 2015. Au cours de la période de cinq exercices jusqu'à 2019, il devrait atteindre près de 9 milliards \$.

Au cours des cinq prochains exercices, le total de l'investissement dans des infrastructures énergétiques devrait augmenter la base tarifaire de mi-exercice d'environ 36 %, qui passerait de 14 milliards \$ en 2014 à environ 19 milliards \$ en 2019. Ces dépenses en immobilisations devraient entraîner l'augmentation de la base tarifaire à un taux de croissance annuel composé (« TCAC ») sur cinq ans d'environ 6,5 % jusqu'en 2019. Fortis prévoit que cet investissement favorisera la croissance continue du bénéfice et des dividendes.

Fortis explore également des scénarios d'investissement importants dans la filière du gaz naturel, particulièrement en Colombie-Britannique. Deux nouveaux projets réglementés, soit l'agrandissement de l'usine de GNL de Tilbury et l'expansion du pipeline de Woodfibre, pourraient accroître le TCAC de la base tarifaire sur cinq ans jusqu'en 2019 à environ 7,5 %.

DONNÉES SUR LES ACTIONS EN CIRCULATION

Au 17 février 2015, la Société avait 276,4 millions d'actions ordinaires; 8,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série E; 5,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série F; 9,2 millions d'actions privilégiées de premier rang, série G; 10,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série H; 8,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série J; 10,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série K; et 24,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série M émises et en circulation. Seules les actions ordinaires de la Société sont assorties de droits de vote. Les actions privilégiées de premier rang de la Société ne seront pas assorties de droits de vote tant et aussi longtemps que Fortis n'aura pas omis de verser huit dividendes trimestriels, qu'ils soient déclarés 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 17 février 2015 est le suivant :

Conversion de titres en actions ordinaires

Au 17 février 2015 (*non audité*)

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

Des renseignements additionnels, y compris la notice annuelle et les états financiers consolidés audités de Fortis pour 2014, sont disponibles sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com, et sur le site Web de la Société, à l'adresse www.fortisinc.com.

États financiers

Table des matières

Rapport de la direction	73	NOTE 16	Autres passifs	107		
Rapport des auditeurs indépendants.....	73	NOTE 17	Actions ordinaires.....	107		
Bilans consolidés.....	74	NOTE 18	Résultat par action ordinaire.....	108		
États des résultats consolidés.....	75	NOTE 19	Actions privilégiées.....	109		
États du résultat étendu consolidés.....	75	NOTE 20	Cumul des autres éléments du résultat étendu.....	110		
États des flux de trésorerie consolidés.....	76	NOTE 21	Participations ne donnant pas le contrôle.....	111		
États de l'évolution des capitaux propres consolidés.....	77	NOTE 22	Régimes de rémunération à base d'actions.....	111		
Notes afférentes aux états financiers consolidés				NOTE 23	Autres revenus (charges), montant net.....	113
NOTE 1	Description des activités	78	NOTE 24	Frais financiers.....	113	
NOTE 2	Nature de la réglementation.....	80	NOTE 25	Impôts sur les bénéficiaires.....	114	
NOTE 3	Sommaire des principales méthodes comptables.....	83	NOTE 26	Activités abandonnées.....	116	
NOTE 4	Prises de position comptables futures.....	92	NOTE 27	Gain extraordinaire, après impôts.....	116	
NOTE 5	Débiteurs et autres actifs à court terme.....	93	NOTE 28	Avantages sociaux futurs.....	117	
NOTE 6	Stocks	93	NOTE 29	Acquisitions d'entreprises.....	121	
NOTE 7	Actifs et passifs réglementaires.....	94	NOTE 30	Information sectorielle.....	125	
NOTE 8	Autres actifs	98	NOTE 31	Informations supplémentaires sur les états des flux de trésorerie consolidés.....	126	
NOTE 9	Immobilisations de services publics.....	99	NOTE 32	Évaluations à la juste valeur et instruments financiers.....	127	
NOTE 10	Immobilisations autres que de services publics.....	100	NOTE 33	Gestion des risques financiers.....	129	
NOTE 11	Actifs incorporels.....	101	NOTE 34	Engagements.....	132	
NOTE 12	Écart d'acquisition.....	102	NOTE 35	Actifs expropriés.....	135	
NOTE 13	Créditeurs et autres passifs à court terme.....	102	NOTE 36	Passifs éventuels.....	135	
NOTE 14	Dette à long terme.....	103	NOTE 37	Chiffres correspondants.....	137	
NOTE 15	Obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières.....	105				

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 2014 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 2014 et son rapport suit.



Barry V. Perry
Président-directeur général, 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 2014 et 2013 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 2014 et 2013, 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 18 février 2015



Comptables professionnels agréés

Bilans consolidés

FORTIS INC.

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)

ACTIF	2014	2013
Actifs à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	230 \$	72 \$
Débiteurs et autres actifs à court terme (note 5)	900	732
Charges payées d'avance	59	45
Stocks (note 6)	321	143
Actifs réglementaires (note 7)	295	150
Actifs détenus en vue de la vente (note 26)	–	112
Impôts reportés (note 25)	158	42
	1 963	1 296
Autres actifs (note 8)	337	246
Actifs réglementaires (note 7)	2 230	1 672
Impôts reportés (note 25)	62	7
Immobilisations de services publics (note 9)	17 152	11 618
Immobilisations autres que de services publics (note 10)	664	649
Actifs incorporels (note 11)	488	345
Écart d'acquisition (note 12)	3 732	2 075
	26 628 \$	17 908 \$
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passifs à court terme		
Emprunts à court terme (note 33)	330 \$	160 \$
Créditeurs et autres passifs à court terme (note 13)	1 440	957
Passifs réglementaires (note 7)	192	140
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 14)	505	780
Tranche à court terme des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières (note 15)	208	7
Passifs associés aux actifs détenus en vue de la vente (note 26)	–	32
Impôts reportés (note 25)	9	8
	2 684	2 084
Autres passifs (note 16)	1 141	627
Passifs réglementaires (note 7)	1 363	902
Impôts reportés (note 25)	1 837	1 078
Dette à long terme (note 14)	9 996	6 424
Obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières (note 15)	495	417
	17 516	11 532
Capitaux propres		
Actions ordinaires ¹ (note 17)	5 667	3 783
Actions privilégiées (note 19)	1 820	1 229
Surplus d'apport	15	17
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 20)	129	(72)
Bénéfices non répartis	1 060	1 044
	8 691	6 001
Participations ne donnant pas le contrôle (note 21)	421	375
	9 112	6 376
	26 628 \$	17 908 \$

¹ Sans valeur nominale : nombre illimité d'actions autorisées; 276,0 millions et 213,2 millions d'actions émises et en circulation respectivement aux 31 décembre 2014 et 2013.

Engagements (note 34)
Passifs éventuels (note 36)

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>	2014	2013
Produits d'exploitation	5 401 \$	4 047 \$
Charges		
Coûts de l'approvisionnement énergétique	2 197	1 617
Charges d'exploitation	1 493	1 037
Amortissements	688	541
	4 378	3 195
Bénéfice d'exploitation	1 023	852
Autres revenus (charges), montant net (note 23)	(25)	(31)
Frais financiers (note 24)	547	389
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices, activités abandonnées et élément extraordinaire	451	432
Charge d'impôts sur les bénéfices (note 25)	66	32
Bénéfice tiré des activités poursuivies	385	400
Bénéfice tiré des activités abandonnées, après impôts (note 26)	5	–
Bénéfice avant élément extraordinaire	390	400
Gain extraordinaire, après impôts (note 27)	–	20
Bénéfice net	390 \$	420 \$
Bénéfice net attribuable aux :		
Participations ne donnant pas le contrôle	11 \$	10 \$
Actionnaires privilégiés	62	57
Actionnaires ordinaires	317	353
	390 \$	420 \$
Résultat par action ordinaire tiré des activités poursuivies (note 18)		
De base	1,39 \$	1,64 \$
Dilué	1,38 \$	1,63 \$
Résultat par action ordinaire (note 18)		
De base	1,41 \$	1,74 \$
Dilué	1,40 \$	1,73 \$

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>	2014	2013
Bénéfice net	390 \$	420 \$
Autres éléments du résultat étendu		
Gains latents de change, déduction faite des activités de couverture et après impôts (note 20)	204	16
Variation nette de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie, après impôts (notes 20 et 32)	1	–
Reclassement dans les bénéfices de pertes nettes sur instruments dérivés abandonnés à titre de couvertures de flux de trésorerie, après impôts (note 20)	1	1
Gains latents (pertes latentes) au titre des avantages sociaux futurs, après impôts (notes 20 et 28)	(5)	7
	201	24
Résultat étendu	591 \$	444 \$
Résultat étendu attribuable aux :		
Participations ne donnant pas le contrôle	11 \$	10 \$
Actionnaires privilégiés	62	57
Actionnaires ordinaires	518	377
	591 \$	444 \$

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)

	2014	2013
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	390 \$	420 \$
Ajustements afin de rapprocher le bénéfice net et les rentrées de fonds nettes liées aux activités d'exploitation :		
Amortissement – immobilisations	597	475
Amortissement – actifs incorporels	60	49
Amortissement – divers	31	17
Charge (recouvrement) d'impôts reportés (note 25)	23	(6)
Avantages sociaux futurs courus à payer	25	17
Composante capitaux propres de la provision pour fonds utilisés pendant la construction (note 23)	(11)	(8)
Autres	71	(34)
Variation des actifs et des passifs réglementaires à long terme	(80)	14
Variation du fonds de roulement lié à l'exploitation hors trésorerie (note 31)	(124)	(45)
	982	899
Activités d'investissement		
Variation des autres actifs et des autres passifs	(4)	(8)
Dépenses en immobilisations – immobilisations de services publics	(1 617)	(1 089)
Dépenses en immobilisations – immobilisations autres que de services publics	(39)	(46)
Dépenses en immobilisations – actifs incorporels	(69)	(40)
Apports sous forme d'aide à la construction	69	54
Produit tiré de la cession et du règlement d'actifs (notes 26 et 27)	109	20
Acquisitions d'entreprises, déduction faite de l'encaisse acquise (note 29)	(2 648)	(1 055)
	(4 199)	(2 164)
Activités de financement		
Variation des emprunts à court terme	167	(6)
Produit tiré des débetures convertibles, déduction faite des frais d'émission (note 17)	1 725	–
Produit tiré de la dette à long terme, déduction faite des frais d'émission	1 193	653
Remboursement de la dette à long terme, des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières	(743)	(173)
Emprunts nets sur les facilités de crédit confirmées	610	184
Avances provenant des participations ne donnant pas le contrôle	38	63
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais et des dividendes réinvestis (note 17)	51	596
Émission d'actions privilégiées, déduction faite des frais (note 19)	586	242
Rachat d'actions privilégiées (note 19)	–	(125)
Dividendes		
Actions ordinaires, déduction faite des dividendes réinvestis	(194)	(181)
Actions privilégiées	(62)	(56)
Versement de dividendes de filiales aux participations ne donnant pas le contrôle	(10)	(11)
	3 361	1 186
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	14	–
Variation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	158	(79)
Moins la trésorerie des activités abandonnées (note 26)	–	(3)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	72	154
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	230 \$	72 \$

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

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

États de l'évolution des capitaux propres consolidés

FORTIS INC.

			Cumul des autres éléments du résultat étendu		Bénéfices non répartis	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013 (en millions de dollars canadiens)	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport				
	(note 17)	(note 19)		(note 20)		(note 21)	
Au 1^{er} janvier 2014	3 783 \$	1 229 \$	17 \$	(72)\$	1 044 \$	375 \$	6 376 \$
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)
Au 31 décembre 2014	5 667 \$	1 820 \$	15 \$	129 \$	1 060 \$	421 \$	9 112 \$
Au 1^{er} janvier 2013	3 121 \$	1 108 \$	15 \$	(96)\$	952 \$	310 \$	5 410 \$
Bénéfice net	–	–	–	–	410	10	420
Autres éléments du résultat étendu	–	–	–	24	–	–	24
Émission d'actions privilégiées	–	244	–	–	–	–	244
Rachat d'actions privilégiées	–	(123)	–	–	–	–	(123)
Émission d'actions ordinaires	662	–	(1)	–	–	–	661
Rémunération à base d'actions	–	–	3	–	–	–	3
Avances provenant des participations ne donnant pas le contrôle	–	–	–	–	–	63	63
Incidence de la conversion des devises	–	–	–	–	–	3	3
Versement de dividendes de filiales aux participations ne donnant pas le contrôle	–	–	–	–	–	(11)	(11)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires (1,25 \$ par action)	–	–	–	–	(261)	–	(261)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	–	–	–	–	(57)	–	(57)
Au 31 décembre 2013	3 783 \$	1 229 \$	17 \$	(72)\$	1 044 \$	375 \$	6 376 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

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. Fortis détient également des placements dans des actifs de production non réglementés et des actifs autres que de services publics, deux secteurs d'activité traités distinctement. La répartition des activités entre ces différents secteurs isolables de la Société permet à la haute direction d'estimer le rendement de chaque secteur et d'évaluer sa contribution globale aux objectifs à long terme de Fortis. Chaque entité au sein des secteurs isolables fonctionne avec beaucoup d'autonomie et est responsable de ses profits et de ses pertes, ainsi que de l'affectation de ses propres ressources.

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

Entreprises de services publics réglementés

La participation de la Société dans les 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 ou louent des ressources de production ayant une capacité globale de 2 746 mégawatts (« MW »), y compris 53 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 1^{er} janvier 2015, environ 48 % de la capacité de production étaient alimentés au charbon.

UNS Gas est une société de services publics réglementés de distribution de gaz. La société sert des clients de détail dans les comtés de Mohave, Yavapai, Coconino, Navajo et 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. Central Hudson a été acquise par Fortis en juin 2013 (note 29).

Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada

Sociétés FortisBC Energy : Comprennent principalement FortisBC Energy Inc. (« FEI »), FortisBC Energy (Vancouver Island) Inc. (« FEVI ») et FortisBC Energy (Whistler) Inc. (« FEWI ») (collectivement, les sociétés FortisBC Energy). 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 plus de 125 communautés. Les principales zones de service de FEI sont la vallée du bas Fraser, l'île de Vancouver, la Sunshine Coast, Whistler et l'intérieur 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 Brilliant (« centrale Brilliant ») de 149 MW et des installations d'agrandissement de la centrale hydroélectrique Brilliant de 120 MW, toutes deux propriétés conjointes de Columbia Power Corporation et de Columbia Basin Trust (« CPC/CBT »), et de la centrale hydroélectrique Arrow Lakes de 185 MW, propriété de CPC/CBT. En mars 2013, FortisBC Inc. a fait l'acquisition des actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la ville de Kelowna (note 29).

- c) *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 Caribbean Utilities Company, Ltd. (« Caribbean Utilities ») et Fortis Turks and Caicos. 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. Fortis détient une participation lui conférant le contrôle d'environ 60 % (60 % au 31 décembre 2013) dans Caribbean Utilities. Caribbean Utilities est une société ouverte cotée à la Bourse de Toronto (« TSX ») (TSX : CUP.U). Fortis Turks and Caicos comprend deux services publics d'électricité intégrés qui fournissent de l'électricité dans certaines îles de Turks et Caicos. Les services publics possèdent une capacité de production au diesel combinée de 76 MW.

Activités non réglementées – Fortis Generation

Fortis Generation comprend les résultats financiers des actifs de production non réglementée au Belize, en Colombie-Britannique, dans le nord-ouest de l'État de New York et en Ontario.

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 Limited (« 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.

En Colombie-Britannique, les actifs de production se composent de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Walden (« Walden »), d'une puissance de 16 MW, et la participation conférant le contrôle de 51 % de la Société dans la centrale hydroélectrique Expansion Waneta (« Expansion Waneta ») d'une puissance de 335 MW. Walden vend la totalité de sa production à BC Hydro en vertu d'un contrat à long terme qui ne peut être résilié avant 2024. 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 et la centrale devrait être mise en service au cours du printemps de 2015. La production de l'Expansion Waneta sera 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 dans le nord-ouest de l'État de New York sont composés de quatre centrales hydroélectriques d'une puissance combinée d'environ 23 MW, exploitées sous licence de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») des États-Unis. Dans le nord-ouest de l'État de New York, les activités hydroélectriques sont menées par FortisUS Energy Corporation (« FortisUS Energy »), filiale en propriété exclusive indirecte de la Société.

En Ontario, les actifs de production sont constitués de six petites centrales hydroélectriques, d'une puissance combinée de 8 MW, et d'une centrale de cogénération alimentée au gaz de 5 MW à Cornwall.

Activités non réglementées – autres que de services publics

Les activités autres que de services publics comprennent Fortis Properties Corporation (« Fortis Properties ») et, de juin 2013 à mars 2014, elles incluaient Griffith Energy Services, Inc. (« Griffith »). Fortis Properties possède et exploite 23 hôtels comptant plus de 4 400 chambres, dans huit provinces canadiennes, ainsi qu'environ 2,8 millions de pieds carrés de locaux pour bureaux d'affaires et commerces de détail, principalement dans les provinces du Canada atlantique. En septembre 2014, la Société a annoncé qu'elle amorcerait un examen des options stratégiques qui s'offrent à elles en ce qui concerne son parc d'immeubles hôteliers et commerciaux. Parmi ces options figurent, entre autres, la vente totale ou partielle des actifs, la vente d'actions de Fortis Properties ou un premier appel public à l'épargne.

Griffith a été acquise par Fortis dans le cadre de l'acquisition de Central Hudson en juin 2013 et a été vendue en mars 2014 (notes 26 et 29).

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

1. Description des activités (suite)

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 société de gestion non réglementées de FortisBC Holdings Inc. (« FHI »), CH Energy Group, Inc. (« CH Energy Group ») et UNS Energy Corporation. Les charges du siège social nettes comprennent les frais financiers, les dividendes sur les actions privilégiées, d'autres dépenses du siège social, notamment les charges d'exploitation du siège social, déduction faite des recouvrements auprès des filiales; les charges liées aux acquisitions; les intérêts créditeurs et produits divers, et les impôts sur les bénéfices connexes.

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 cas, 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. 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 autorisé.

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 7).

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 ») qui régit certaines questions comme les tarifs de détail pour l'électricité et le gaz, la construction, l'exploitation, le financement, la comptabilité, les transactions avec des sociétés affiliées et l'émission de titres. Certaines activités de services publics sont régies par la FERC des États-Unis en vertu de la loi intitulée *Federal Power Act* (États-Unis), y compris des questions comme les modalités et les prix pour les services de transport et les ventes en gros d'électricité.

Les entreprises de services publics UNS exercent leurs activités selon une réglementation au coût du service, administrée par l'ACC. L'ACC prescrit l'utilisation d'une année témoin historique afin d'établir les tarifs de détail pour l'électricité et le gaz naturel vendus par les services publics. 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^{er} 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^{er} 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^{er} mai 2012.

Central Hudson

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

Central Hudson exerce ses activités selon une réglementation au coût du service administrée par la PSC qui prescrit l'utilisation d'une année témoin future pour établir les tarifs.

Le RCP autorisé de Central Hudson est de 10,0 % appliqué sur une structure du capital réputée comprendre 48 % de capitaux propres ordinaires. L'entreprise a commencé à exercer ses activités en vertu d'une ordonnance tarifaire de trois ans rendue par la PSC en date du 1^{er} juillet 2010. 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, à titre de condition requise pour la réalisation de l'acquisition (note 29). Depuis le 1^{er} juillet 2013, Central Hudson est aussi soumise à un mécanisme de partage des bénéfices, selon lequel l'entreprise et ses clients se partagent à parts égales le bénéfice excédant le RCP autorisé jusqu'à un maximum de 50 points de base au-dessus du RCP autorisé, et se partagent à 10 %/90 % (entreprise/clients) le bénéfice au-delà de 50 points de base au-dessus du RCP autorisé.

Sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric

Les sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric sont régies par la British Columbia Utilities Commission (« BCUC »). La BCUC veille à l'application des lois et règlements du cadre de la *Utilities Commission Act* (Colombie-Britannique), qui traitent de questions comme les tarifs, les taux, la construction, l'exploitation, le financement et la comptabilité. FEI, FEVI, FEWI et FortisBC Electric exercent 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.

En 2013, la BCUC a rendu sa décision sur la première étape de l'instance générale sur le coût du capital en Colombie-Britannique. Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2013, la décision établit le RCP autorisé de l'entreprise de services publics de référence, FEI, à 8,75 %, et la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital, à 38,5 %. La composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital sera en vigueur jusqu'au 31 décembre 2015. La BCUC a aussi instauré, du 1^{er} janvier 2014 au 31 décembre 2015, un mécanisme d'ajustement automatique (« MAA ») qui établira annuellement le RCP autorisé pour l'entreprise de services publics de référence. Le MAA prendra effet lorsque le rendement des obligations du gouvernement du Canada à long terme dépassera 3,8 %. En janvier 2014, la BCUC a confirmé que les conditions nécessaires à l'application du MAA au RCP autorisé pour 2014 n'ont pas été remplies. Par conséquent, le RCP autorisé de référence est demeuré à 8,75 % pour 2014. Les niveaux autorisés des RCP et des composantes capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital de FEVI, FEWI et FortisBC Electric ont été fixés pendant la deuxième étape de l'instance générale sur le coût du capital. Toutefois, par suite de la décision sur la première étape de l'instance générale sur le coût du capital, qui a réduit de 75 points de base le RCP autorisé pour l'entreprise de services publics de référence, le RCP autorisé provisoire respectif de FEVI, FEWI et FortisBC Electric a été ramené respectivement à 9,25 %, 9,25 % et 9,15 % en date du 1^{er} janvier 2013, alors que les composantes capitaux propres attribuables aux actions ordinaires réputées de leur structure du capital respective sont restées les mêmes.

En mars 2014, la BCUC a rendu sa décision sur la deuxième étape de l'instance générale sur le coût du capital. La décision fixe la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital de FEVI et FEWI à 41,5 % à compter du 1^{er} janvier 2013 et maintient celle de FortisBC Electric à 40 %. La BCUC a confirmé la prime de risque de respectivement 50 points de base et 40 points de base de plus que la prime de l'entreprise de services publics de référence pour FEVI et FortisBC Electric, et a fixé pour FEWI la prime de risque liée aux capitaux propres à 75 points de base, soit une hausse de 25 points de base. Ainsi, le RCP autorisé, à compter du 1^{er} janvier 2013, pour FEVI, FEWI et FortisBC Electric est de respectivement 9,25 %, 9,50 % et 9,15 %. L'incidence cumulative de la deuxième étape de l'instance générale sur le coût du capital a été comptabilisée en 2014 et n'a pas eu un effet significatif sur le bénéfice.

En septembre 2014, la BCUC a rendu ses décisions concernant les plans de TAR pluriannuels pour les années 2014 à 2018 de FEI et FortisBC Electric. Dans le cadre des décisions sur les plans de TAR, les durées ont été prolongées jusqu'en 2019. 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.

FortisAlberta

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

En date du 1^{er} 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 est appliquée chaque année aux tarifs de distribution de l'année précédente; pour 2013 et 2014, elle a été appliquée aux tarifs de distribution pour 2012. Pour 2013 et 2014, le RCP autorisé de 8,75 % a été établi par l'AUC à titre provisoire appliqué à une structure du capital réputée comprendre 41 % de capitaux propres ordinaires dans l'attente de la décision sur une instance générale relative au coût du capital en Alberta.

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

Une audience dans le cadre de l'instance générale relative au coût du capital en Alberta s'est terminée en juin 2014, et des mémoires supplémentaires ont été déposés en novembre 2014. Par suite de cette instance, l'AUC devrait établir le RCP autorisé et la structure du capital autorisée pour les entreprises de services publics en Alberta pour 2013 et 2014 et possiblement 2015. L'AUC envisagera aussi de rétablir une approche fondée sur une formule pour déterminer le RCP autorisé dans l'avenir. Une décision à l'égard de cette instance est attendue de l'AUC au cours du premier trimestre de 2015.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

2. Nature de la réglementation (suite)

FortisAlberta (suite)

Une audience sur la demande de suivi du capital combinée pour 2013 et 2014 a eu lieu en octobre 2014 et la décision de l'AUC est attendue au cours du premier trimestre de 2015. Le compte de suivi du capital de FortisAlberta de 2013 et 2014 est fondé sur une valeur équivalente à 60 % des montants de suivi du capital alors sollicités dans la demande. Tout ajustement de la valeur de suivi du capital de 60 % pour 2013 et 2014 entraînera un ajustement des revenus. Cet ajustement devra être comptabilisé dans les états financiers consolidés au moment de la réception de la décision ou lorsque suffisamment d'information sera disponible pour estimer l'ajustement requis conformément aux PCGR des États-Unis.

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

Newfoundland Power exerce ses activités aux termes de la réglementation fondée sur le coût du service et est régie par le Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities (« PUB ») en vertu de la *Public Utilities Act* (Terre-Neuve-et-Labrador). La *Public Utilities Act* (Terre-Neuve-et-Labrador) attribue au PUB l'exercice de la supervision générale des activités de services publics de la société et l'approbation, entre autres éléments, des tarifs facturés aux clients, des dépenses en immobilisations et des émissions de titres de Newfoundland Power. Newfoundland Power établit les tarifs d'électricité en fonction d'une année témoin future. Le PUB a établi le RCP autorisé à 8,8 % et la composante capitaux propres de la structure du capital à 45 % pour 2013 et 2014.

Maritime Electric exerce ses activités selon la réglementation fondée sur le coût du service comme prescrit par la *Island Regulatory and Appeals Commission* (« IRAC ») en vertu des dispositions de la *Electric Power Act* (Î.-P.-É.), de la *Renewable Energy Act* (Î.-P.-É.), de la *Electric Power (Electricity Rate-Reduction) Amendment Act* (Î.-P.-É.), qui couvre la période du 1^{er} mars 2011 au 28 février 2013, et de la *Electric Power (Energy Accord Continuation) Amendment Act* (Î.-P.-É.) (« *Accord Continuation Act* »), qui couvre la période du 1^{er} mars 2013 au 29 février 2016. L'IRAC établit les tarifs d'électricité en fonction d'une année témoin future. Le RCP autorisé de Maritime Electric était établi à 9,75 % en fonction d'une structure du capital minimale ciblée comprenant 40 % de capitaux propres ordinaires pour 2013 et 2014.

Pour FortisOntario, Énergie Niagara, Algoma Power et Cornwall Electric exercent leurs activités en vertu de la *Loi sur l'électricité* (Ontario) et de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* (Ontario) appliquées par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »). Énergie Niagara et Algoma Power sont assujetties à une réglementation fondée sur le coût du service, et leur bénéfice est réglementé d'après le rendement de la base tarifaire, majoré d'une récupération des coûts de distribution autorisés. Pour les années exclues du nouveau calcul, les tarifs de distribution d'électricité facturés à la clientèle sont établis au moyen de facteurs inflationnistes moins une cible d'efficacité, à l'aide du mécanisme tarifaire incitatif de 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 a été établi à 8,93 % appliqué à une structure du capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres ordinaires pour 2013 et 2014. Le RCP autorisé d'Algoma Power a été établi à 9,85 % appliqué à une structure du capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres ordinaires pour 2013 et 2014.

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, de la croissance de la charge et de la clientèle et du taux d'occupation des établissements.

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. La soumission de la société pour l'offre visant une nouvelle capacité de production ayant été choisie, 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 2014 se situait dans une fourchette de 7,00 % à 9,00 %, contre une fourchette de 6,50 % à 8,50 % pour 2013.

Fortis Turks and Caicos exerce ses activités en vertu de deux licences de 50 ans arrivant respectivement à échéance en 2037 et 2036. Entre autres éléments, les licences décrivent le processus d'établissement des tarifs d'électricité par le gouvernement des îles Turks et Caicos au moyen d'une année témoin historique afin de fournir aux entreprises de services publics un RAB autorisé se situant entre 15,0 % et 17,50 % (le « bénéfice d'exploitation autorisé ») selon 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 2014 sollicitaient l'approbation d'un bénéfice d'exploitation autorisé de 42 millions \$ (38 millions \$ US) et d'un manque à gagner cumulatif de 190 millions \$ (164 millions \$ US) au 31 décembre 2014. Le recouvrement du manque à gagner cumulatif est toutefois tributaire des volumes de ventes et charges futurs. Le RAB atteint par les entreprises de services publics a été beaucoup moins élevé que celui qui était autorisé en vertu des licences du fait de l'incapacité, en raison de facteurs économiques et politiques, d'augmenter les tarifs de base de l'électricité après les investissements importants dans les infrastructures effectués au cours des dernières années.

3. Sommaire des principales méthodes comptables

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

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

Mode de présentation

Les états financiers consolidés reflètent les investissements de la Société dans ses filiales sur une base consolidée, la comptabilisation à la valeur de consolidation étant utilisée pour les entités sur lesquelles Fortis a une influence notable mais non le contrôle, 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 18 février 2015, 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 2014.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

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

Provision pour créances douteuses

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

Actifs et passifs réglementaires

Les actifs et les passifs réglementaires découlent du processus d'établissement des tarifs des entreprises de services publics réglementés de la Société. Les actifs réglementaires correspondent aux produits et aux créances futurs liés à certains coûts engagés qui seront ou qui devraient être recouverts auprès de la clientèle pendant les périodes futures dans le cadre du processus d'établissement des tarifs. Les passifs réglementaires correspondent aux réductions futures ou aux limites des augmentations futures des produits qui se rattachent à des montants qui seront ou qui devraient être remboursés à la clientèle dans le cadre du processus d'établissement des tarifs.

Tous les montants reportés à titre d'actifs ou de passifs réglementaires sont assujettis à une approbation réglementaire. Ainsi, les organismes de réglementation pourraient modifier les montants admissibles au report, auquel cas la modification serait reflétée dans les états financiers consolidés. Certaines autres périodes de recouvrement et de règlement résiduelles sont prévues par la direction, et les périodes de recouvrement ou de règlement réelles pourraient différer du fait d'une approbation réglementaire.

Stocks

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

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, les sociétés 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 7 xvii). Les coûts réels d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, déduction faite du produit de récupération, sont portés en réduction du passif réglementaire lorsqu'ils sont engagés. En 2014, des coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de 88 millions \$ (73 millions \$ en 2013) ont été comptabilisés par les entreprises de services publics susmentionnées dans la dotation aux amortissements, et des coûts réels d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de 16 millions \$ (14 millions \$ en 2013), déduction faite du produit de récupération, ont été engagés et comptabilisés en réduction du passif réglementaire à long terme (note 7 xvii).

Comme l'autorise l'organisme de réglementation, FortisBC Electric comptabilise les coûts réels d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, déduction faite du produit de récupération, en les imputant à l'amortissement cumulé lorsqu'ils sont engagés. En 2014, des coûts réels d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'environ 8 millions \$ (1 million \$ en 2013), déduction faite du produit de récupération de moins de 1 million \$ (moins de 1 million \$ en 2013), ont été engagés par FortisBC Electric.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

3. Sommaire des principales méthodes comptables (suite)

Immobilisations de services publics (suite)

FortisOntario et Fortis Turks and Caicos 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, FortisAlberta, FortisBC Electric, Newfoundland Power, Maritime Electric, Caribbean Utilities et les sociétés FortisBC Energy en date du 1^{er} janvier 2014, comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, sans qu'aucun gain ni 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. Avant le 1^{er} janvier 2014, les sociétés FortisBC Energy comptabilisaient 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 dans un compte de report réglementaire, en vue de son recouvrement auprès de la clientèle à même les tarifs futurs, sous réserve d'une approbation réglementaire (note 7 ix)).

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

Conformément aux exigences de leurs organismes de réglementation respectifs, UNS Energy, Central Hudson, les sociétés FortisBC Energy, 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, les sociétés 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 dans la provision pour fonds utilisés pendant la construction (« PFUPC »). La composante dette de la PFUPC est comptabilisée comme une déduction des frais financiers (note 24), et la composante capitaux propres de la PFUPC est comptabilisée dans les autres revenus, montant net (note 23). Les deux composantes de la PFUPC sont comptabilisées en résultat au moyen de la dotation aux amortissements sur la durée de service estimative des immobilisations de services publics connexes. Le mode de calcul de la PFUPC est prescrit par les organismes de réglementation respectifs.

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

Comme approuvé par l'organisme de réglementation, FEVI a porté en réduction des montants constatés comme immobilisations de services publics le montant des prêts gouvernementaux reçus relativement à la construction et à l'exploitation du pipeline de gaz naturel sur l'île de Vancouver. À mesure que les prêts sont remboursés et remplacés par des prêts non gouvernementaux, FEVI augmente les immobilisations de services publics et la dette à long terme (note 14).

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 6).

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

Les immobilisations de services publics sont amorties selon la méthode linéaire sur leur durée de service estimative. Les taux d'amortissement pour 2014 ont varié de 1,3 % à 43,2 % (1,3 % à 43,2 % en 2013). En 2014, 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 3,2 % (3,3 % en 2013).

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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

(années)	2014		2013	
	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	28	5-80	31
Gaz	4-85	39	7-85	39
Transport				
Électricité	20-70	27	20-70	31
Gaz	4-71	38	8-70	38
Production	4-75	24	4-75	30
Autres	3-70	8	3-70	8

Immobilisations autres que de services publics

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

Les coûts de maintenance et de réparation sont comptabilisés en résultat au cours de la période où ils sont engagés, alors que les coûts de remplacement et d'amélioration qui prolongent les durées de vie utile sont capitalisés.

Contrats de location

Les contrats de location qui transfèrent à la Société la quasi-totalité des risques et des avantages inhérents à la propriété des éléments loués sont capitalisés à la valeur actualisée des paiements de location minimaux. Les contrats de location-acquisition comprennent les contrats admissibles à titre de contrats de location s'ils transfèrent le droit d'utilisation d'un actif donné.

Un contrat de location-acquisition est amorti sur la durée du contrat, sauf si la propriété de l'actif est transférée à la fin du contrat, auquel cas le contrat est amorti sur la durée de service estimative de l'actif sous-jacent. Lorsque l'organisme de réglementation a approuvé le recouvrement comme contrats de location-exploitation aux fins d'établissement des tarifs de contrats qui 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. Le coût des actifs incorporels des filiales réglementées de la Société comprend des montants pour la PFUPC et les coûts indirects, lorsque cela est permis par les organismes de réglementation respectifs. Les coûts engagés pour le renouvellement ou la prolongation de la durée d'un actif incorporel sont capitalisés et amortis sur la nouvelle durée de l'actif incorporel. Les actifs incorporels se composent des coûts des logiciels; des droits fonciers, des droits de transport et des droits d'usage de l'eau et des droits de concession.

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 de production, 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 les sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric. Un actif incorporel à durée de vie indéfinie est passé en revue chaque année afin de déterminer s'il convient toujours d'établir que sa durée de vie utile est indéfinie. Si ce n'est pas le cas, l'évaluation de la durée de vie utile passe, sur une base prospective, d'indéfinie à limitée.

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

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

3. Sommaire des principales méthodes comptables (suite)

Actifs incorporels (suite)

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^{er} 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 2014 ou en 2013, 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 2014 se sont échelonnés de 1,0 % à 43,0 % (de 1,6 % à 51,0 % en 2013). 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)	2014		2013	
	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	5–10	5
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	30–75	32	31–75	38
Droits de concession et autres	10–100	19	10–100	25

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, FortisAlberta, FortisBC Electric, Newfoundland Power, Maritime Electric, Caribbean Utilities et les sociétés FortisBC Energy, à compter du 1^{er} janvier 2014, comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, sans qu'aucun gain ni 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 recouvert à même les tarifs d'électricité et de gaz facturés à la clientèle. Avant le 1^{er} janvier 2014, les sociétés FortisBC Energy comptabilisaient toute valeur comptable nette résiduelle, déduction faite du produit de récupération, au moment de la mise hors service ou de la cession d'actifs incorporels dans un compte de report réglementaire pour recouvrement auprès de la clientèle, à même les tarifs futurs, sous réserve d'une approbation réglementaire (note 7 ix)).

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

Dépréciation d'actifs à long terme

La Société révisé l'évaluation des immobilisations de services publics, des immobilisations autres que de services publics, des actifs incorporels à durée de vie limitée et d'autres actifs à long terme lorsque des événements ou des changements de circonstances indiquent que la valeur comptable des actifs excède le montant total des flux de trésorerie non actualisés attendus de leur utilisation et de leur cession éventuelle. Une moins-value, égale à l'écart entre la valeur comptable des actifs et leur juste valeur, qui est établie à l'aide de techniques d'actualisation, est comptabilisée en résultat au cours de la période où la réduction de valeur est décelée. Il n'y a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés découlant d'une réduction de valeur des actifs pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013.

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.

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 sont plutôt cumulés à l'échelle de la société de services publics réglementés.

Écart d'acquisition

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

Fortis effectue une évaluation annuelle interne des facteurs quantitatifs de chaque unité d'exploitation. Pour les unités d'exploitation dont :

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

Fortis procède à son test de dépréciation annuel en date du 1^{er} 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 2014 ou en 2013, et aucune provision pour moins-value n'a été requise pour l'un ou l'autre de ces exercices.

Afin de calculer la dépréciation de l'écart d'acquisition, Fortis détermine pour quelles unités d'exploitation la juste valeur sera estimée par un consultant externe indépendant, comme décrit précédemment, et cette 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 indépendant 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 les sociétés FortisBC Energy et Newfoundland Power, les actifs des régimes de retraite sont évalués à leur juste valeur, aux fins d'établissement de la charge de retraite. Pour les sociétés FortisBC Energy et Newfoundland Power, les actifs des régimes de retraite sont évalués en utilisant la valeur de marché aux fins d'établissement de la charge de retraite, de telle sorte que les rendements de placement qui sont supérieurs ou inférieurs aux rendements prévus sont constatés dans la valeur des actifs sur une période de trois ans.

L'excédent du gain actuariel cumulé net ou de la perte actuarielle cumulée nette sur 10 % de l'obligation projetée au titre des prestations constituées ou de la juste valeur des actifs des régimes (la valeur de marché des actifs des régimes pour les sociétés FortisBC Energy et Newfoundland Power), selon le plus élevé des deux montants, au début de l'exercice, de même que les coûts au titre des services passés non amortis sont reportés et amortis sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs.

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

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

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

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

3. Sommaire des principales méthodes comptables (suite)

Avantages sociaux futurs (suite)

Régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées (suite)

Pour UNS Energy, Central Hudson, les sociétés FortisBC Energy ainsi que pour 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 assujettis au traitement en compte de report (note 7 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.

Régime d'avantages complémentaires de retraite

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

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

Rémunération à base d'actions

La Société comptabilise une charge de rémunération liée à l'émission d'options sur actions attribuées en vertu de son régime d'options sur actions de 2002 (« le régime de 2002 »), de son régime d'options sur actions de 2006 (« le régime de 2006 ») et de son régime d'options sur actions de 2012 (« le régime de 2012 ») (note 22). La charge de rémunération est évaluée à la date d'attribution selon le modèle de Black et Scholes, et chaque attribution est amortie séparément en proportions égales sur la période d'acquisition des droits de quatre ans des options attribuées. En contrepartie, une augmentation du surplus d'apport d'un montant égal à la charge de rémunération annuelle liée à l'émission d'options sur actions est aussi comptabilisée. Au moment de l'exercice, le produit des options est porté au crédit du capital social aux prix de l'option, et la juste valeur des options, antérieurement comptabilisée, est reclassée par transfert du surplus d'apport au capital social. L'exercice d'options à un prix inférieur au cours du marché des actions ordinaires de la Société a un effet dilutif sur le capital social consolidé et les capitaux propres consolidés de la Société. Pour l'exercice d'options sur actions, Fortis émet des actions ordinaires sur le capital-actions autorisé.

La Société comptabilise aussi les passifs associés aux régimes d'unités d'actions à dividende différé (« UAD ») et d'unités d'actions liées au rendement (« UAR ») des administrateurs à leur juste valeur, à chaque date de clôture jusqu'au règlement, en constatant une charge de rémunération sur la période d'acquisition des droits selon la méthode linéaire. La juste valeur des passifs liés aux UAD et aux UAR est fondée sur le cours de clôture de l'action ordinaire de la Société à la fin de chaque période de présentation de l'information financière. Le cours de clôture de l'action ordinaire de la Société au 31 décembre 2014 était de 38,96 \$ (30,45 \$ au 31 décembre 2013). La juste valeur des passifs liés aux UAR est aussi fondée sur le paiement prévu d'après le rendement historique, compte tenu des paramètres définis de chaque attribution, le cas échéant, et de la meilleure estimation de la direction.

Conversion des devises

Les actifs et les passifs des établissements à l'étranger de la Société, UNS Energy, Central Hudson, Caribbean Utilities, Fortis Turks and Caicos, BECOL et FortisUS Energy, 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 2014 était de 1,00 \$ US = 1,16 \$ CA (1,00 \$ US = 1,06 \$ CA au 31 décembre 2013). Les gains et les pertes de change latents qui en résultent sont exclus du calcul du bénéfice et sont comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce que la filiale étrangère soit vendue, soit pratiquement liquidée ou fasse l'objet d'un test de dépréciation en prévision de la cession. Les produits et les charges des établissements à l'étranger de la Société sont convertis au taux de change moyen en vigueur au cours de la période de présentation de l'information financière.

Les gains et les pertes de change sur titres de créance à long terme libellés en devises désignés à titre de couverture efficace des investissements nets dans des établissements à l'étranger sont cumulés comme composante distincte des capitaux propres dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, et la variation de la période écoulée est comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu.

Depuis le 20 juin 2011, en raison de l'expropriation de Belize Electricity par le gouvernement du Belize, l'actif de la Société associé à son investissement antérieur dans Belize Electricity (notes 8, 33 et 35) n'est pas admissible à la comptabilité de couverture étant donné que Belize Electricity n'est plus une filiale étrangère de Fortis. Par conséquent, les gains et les pertes de change à la conversion de l'autre actif à long terme associé à Belize Electricity sont comptabilisés en résultat.

Les actifs et les passifs monétaires libellés en devises sont convertis au taux de change en vigueur à la date du bilan. Les produits et les charges libellés en devises sont convertis au taux de change en vigueur à la date de la transaction. Les gains et les pertes de change sont comptabilisés en résultat.

Instruments dérivés et activités de couverture

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 2014, 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 ainsi que de primes liées aux contrats d'achat de gaz (note 32).

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.

Au 31 décembre 2014, les relations de couverture de la Société étaient principalement composées de swaps sur électricité, de swaps et de contrats d'options sur gaz, de primes liées aux contrats d'achat de gaz et d'emprunts en dollars américains.

UNS Energy, Central Hudson et les sociétés FortisBC Energy utilisent des instruments dérivés pour réduire le risque de prix de l'énergie et sont autorisées par leur organisme de réglementation respectif à comptabiliser les gains et les pertes latents sur ces contrats d'énergie à titre d'actif réglementaire ou de passif réglementaire, sous réserve de l'approbation réglementaire.

UNS Energy couvre son risque de flux de trésorerie lié aux taux d'intérêt variables et aux contrats d'approvisionnement en électricité à long terme. La partie efficace de la couverture contre les variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie est comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu et la partie inefficace, le cas échéant, est comptabilisée en résultat. Lorsqu'un instrument de couverture n'est plus efficace pour compenser les variations des flux de trésorerie d'un élément couvert, les variations de la juste valeur sont comptabilisées en résultat. Les gains et les pertes latents à ce moment demeurent dans les autres éléments du résultat étendu et sont reclassés dans les bénéfices lorsque l'opération couverte sous-jacente se réalise.

Les instruments dérivés qui satisfont aux critères de l'exception relative aux achats normaux et aux ventes normales ne sont pas évalués à la juste valeur et sont constatés selon la méthode de la comptabilité d'exercice. 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.

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 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 les filiales étrangères. Les variations des taux de change liées à la conversion des emprunts libellés en dollars américains faits par la Société et désignés comme couvertures sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu et servent à contrebalancer les gains et les pertes de change latents sur les investissements nets dans des établissements étrangers, qui sont aussi comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu.

Impôts sur les bénéfices

La Société et ses filiales appliquent la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. Selon cette méthode, des actifs et des passifs d'impôts reportés sont constatés à hauteur des écarts temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs, ainsi que de l'avantage attribuable aux pertes pouvant être reportées à des exercices futurs aux fins fiscales et dont la réalisation est plus probable qu'improbable. Les 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 bénéfices de l'exercice est constaté à hauteur des impôts à payer ou à recevoir estimatifs pour l'exercice considéré.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

3. Sommaire des principales méthodes comptables (suite)

Impôts sur les bénéfices (suite)

Comme l'ont approuvé leurs organismes de réglementation respectifs, les sociétés FortisBC Energy, FortisAlberta et FortisBC Electric recouvrent la charge d'impôts sur les bénéfices dans les tarifs facturés aux clients à partir seulement des impôts sur les bénéfices qui sont actuellement exigibles. Newfoundland Power et FortisOntario recouvrent la charge d'impôts sur les bénéfices dans les tarifs facturés aux clients à partir seulement des impôts sur les bénéfices qui sont actuellement exigibles, sauf pour certains soldes réglementaires à l'égard desquels les impôts reportés sont recouverts auprès de la clientèle, ou remboursés à celle-ci, à même les tarifs courants, comme le prescrivent les organismes de réglementation respectifs. Par conséquent, sauf pour certains soldes d'impôts reportés 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 bénéfices deviennent à payer ou à recevoir (note 7 i)).

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.

Aux fins des exigences réglementaires de présentation de l'information financière, le compte d'amortissement fiscal pour certaines immobilisations de services publics de FortisAlberta est différent de celui servant aux fins de production de la déclaration d'impôts sur les bénéfices 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 bénéfices plus élevée que celle comptabilisée aux fins de l'établissement des tarifs réglementaires et recouvrée auprès de la clientèle à même les tarifs.

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

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

La Société a l'intention de réinvestir pour une durée indéterminée le bénéfice de certains établissements à l'étranger. Par conséquent, la Société ne provisionne pas d'impôts reportés à l'égard des écarts temporaires liés aux investissements dans les filiales étrangères. Au 31 décembre 2014, les écarts temporaires liés aux investissements dans les filiales étrangères se chiffraient à environ 384 millions \$ (334 millions \$ au 31 décembre 2013). Il est impossible d'estimer le montant des impôts sur les bénéfices qui pourraient devoir être payés advenant une reprise des écarts temporaires. Le Canada a conclu des accords d'échange de renseignements fiscaux avec les Bermudes, les îles Caïmans et les îles Turks et Caicos. Par conséquent, les bénéfices des établissements à l'étranger de la Société exerçant leurs activités dans ces régions peuvent, après 2010, être rapatriés au Canada libres d'impôt, et sont ainsi exclus du montant des écarts temporaires noté ci-dessus puisqu'aucun impôt n'est à payer sur ces bénéfices. Lorsqu'un accord d'échange de renseignements fiscaux sera conclu avec le Belize, les bénéfices provenant des activités de la Société au Belize pourront aussi être rapatriés au Canada libres d'impôt. Les négociations entre le gouvernement du Canada et le gouvernement du Belize à ce sujet ont commencé en juin 2010.

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

Pour les filiales de la Société aux États-Unis, les passifs d'impôts consolidés sont répartis entre les filiales en fonction de leur bénéfice imposable, tel qu'il est présenté dans leur déclaration de revenus consolidée.

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

Taxes de vente

Dans le cours normal de leurs activités, 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 et les charges d'impôts recueillies pour le compte des autorités gouvernementales concernées sur la base de leur montant brut. Le montant compris dans les produits et les charges en 2014 était d'environ 22 millions \$ (11 millions \$ au 31 décembre 2013).

Constatation des produits

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

Le transport s'entend de l'acheminement d'électricité à des tensions élevées (habituellement de 69 kilovolts (« kV ») et plus) et de gaz à des pressions élevées (habituellement de 2 070 kilopascals (« kPa ») et plus) ou une contrainte circonférentielle de 20 % ou plus de la limite d'élasticité minimale standard. La distribution s'entend de la transmission d'électricité à des tensions moins élevées (habituellement de moins de 69 kV) et de gaz à des pressions moins élevées (habituellement de moins de 2 070 kPa) ou une contrainte circonférentielle de moins de 20 % de la limite d'élasticité minimale standard. Les réseaux de distribution acheminent le gaz et l'électricité depuis les réseaux de transport jusqu'aux utilisateurs finaux.

Les produits tirés de la vente 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 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, sauf pour certains consommateurs d'électricité de Central Hudson, selon l'approbation de l'organisme de réglementation. Au 31 décembre 2014, des produits non facturés d'environ 15 millions \$ (13 millions \$ US) (14 millions \$ (13 millions \$ US) au 31 décembre 2013) de Central Hudson associés à ces consommateurs d'électricité n'étaient pas comptabilisés.

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 7 *xix*).

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

Les produits autres que de services publics sont comptabilisés à la prestation des services ou à la livraison des produits aux consommateurs. Plus précisément, les produits de l'immobilier sont tirés de la location, pour des durées diverses, à des locataires de locaux pour commerces de détail et pour bureaux. Les produits sont constatés au cours du mois où ils ont été gagnés à des tarifs conformes aux contrats de location.

Les baux sont principalement nets, et les locataires paient le taux de base plus une proportion de certains frais généraux déterminés. Certains locataires de commerces de détail versent un loyer additionnel exprimé en pourcentage de leurs ventes. Les frais recouverts auprès des locataires sont comptabilisés à titre de produits selon la comptabilité d'exercice. Le loyer de base et l'augmentation des taux de location prévue dans les contrats de location à long terme sont comptabilisés en résultat selon la méthode linéaire sur la durée des contrats de location.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, y compris les obligations conditionnelles liées à la mise hors service d'immobilisations, sont comptabilisées à titre de passif à la juste valeur, et sont classées à titre d'autres passifs à long terme, et les immobilisations de services publics ou autres que de services publics sont augmentées du même montant (note 16). 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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

3. Sommaire des principales méthodes comptables (suite)

Nouvelles méthodes comptables

Obligations découlant des ententes à responsabilité solidaire

À compter du 1^{er} janvier 2014, la Société a adopté les modifications du Topic 405 de l'Accounting Standards Codification (« ASC »), *Obligations Resulting from Joint and Several Liability Arrangements for Which the Total Amount of the Obligation is Fixed at the Reporting Date*, telles qu'elles sont présentées dans l'Accounting Standard Update (« ASU ») 2013-04. Les modifications ont été appliquées de façon rétrospective et n'ont pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de 2014 de la Société.

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

À compter du 1^{er} janvier 2014, la Société a adopté les modifications du Topic 830 de l'ASC, *Foreign Currency Matters – Parent's Accounting for the Cumulative Translation Adjustment upon Derecognition of Certain Subsidiaries or Groups of Assets within a Foreign Entity or of an Investment in a Foreign Entity*, telles qu'elles sont présentées dans l'ASU 2013-05. Les modifications ont été appliquées par la Société de manière prospective et n'ont pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société pour 2014.

Présentation d'une économie d'impôt non comptabilisée

À compter du 1^{er} janvier 2014, la Société a adopté les modifications du Topic 740 de l'ASC, *Income Taxes – Presentation of an Unrecognized Tax Benefit When a Net Operating Loss Carryforward, a Similar Tax Loss, or a Tax Credit Carryforward Exists*, telles qu'elles sont présentées dans l'ASU 2013-11. Les modifications ont été appliquées par la Société de manière prospective et n'ont pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société pour 2014.

Utilisation d'estimations comptables

La préparation d'états financiers consolidés selon les PCGR des États-Unis exige que la direction fasse des estimations et pose des jugements qui influent sur les montants constatés des actifs et des passifs et la présentation d'information à l'égard des actifs et des passifs éventuels à la date des états financiers consolidés, et sur les montants constatés des produits et des charges des périodes présentées. Les estimations et jugements reposent sur des données historiques, les conditions actuelles et plusieurs autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances.

En outre, certaines estimations et certains jugements sont nécessaires, car les milieux réglementaires au sein desquels les entreprises de services publics de la Société exercent leurs activités exigent souvent que ces montants soient comptabilisés à leur valeur estimative jusqu'à ce qu'ils soient établis conformément aux décisions réglementaires ou d'autres démarches réglementaires. En raison de l'évolution des faits et des circonstances et de l'incertitude inhérente à l'élaboration d'estimations, les résultats réels pourraient être très différents des estimations actuelles. Les estimations et jugements sont révisés régulièrement et, lorsque des ajustements s'avèrent nécessaires, ils sont comptabilisés en résultat au cours de la période où ils sont confirmés. Si une décision réglementaire est rendue après la date 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 et autres que de services publics », « Actifs incorporels », « Écart d'acquisition », « Avantages sociaux futurs », « Impôts sur les bénéfices », « Constatation des produits » et « Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations », et aux notes 7 et 36.

4. Prises de position comptables futures

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

En avril 2014, le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») a publié l'ASU 2014-08, *Reporting Discontinued Operations and Disclosures of Disposals of Components of an Entity*. Cette mise à jour modifie les exigences en matière de présentation des activités abandonnées et exige la présentation d'informations supplémentaires concernant celles-ci. Cette mise à jour prend effet pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes à compter du 15 décembre 2014 et doit être appliquée de façon prospective. Fortis ne s'attend pas à ce que l'adoption de cette mise à jour ait une incidence importante sur ses états financiers consolidés.

Produits tirés des contrats conclus avec les clients

En mai 2014, le FASB a publié l'ASU 2014-09, *Revenue from Contracts with Customers*. Les modifications présentées dans cette mise à jour créent le Topic 606 de l'ASC, intitulé *Revenue from Contracts with Customers*, et remplacent les exigences de comptabilisation des produits du Topic 605 de l'ASC, intitulé *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 prend effet pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes à compter du 15 décembre 2016 et doit être appliquée de façon rétrospective intégrale ou rétrospective modifiée. L'adoption anticipée n'est pas permise. Fortis évalue l'incidence de l'adoption de cette norme sur ses états financiers consolidés. La Société et ses filiales sont en train de repérer les contrats avec des clients et les obligations de rendement intégrées dans ces contrats.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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

En juin 2014, le FASB a publié l'ASU 2014-12, *Accounting for Share-Based Payments When the Terms of an Award Provide That a Performance Target Could Be Achieved after the Requisite Service Period*. Les modifications présentées dans cette mise à jour visent à uniformiser 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. Cette mise à jour prend effet pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes à compter du 15 décembre 2015 et peut être appliquée de façon prospective ou rétrospective. Fortis ne s'attend pas à ce que l'adoption de cette mise à jour ait une incidence importante sur ses états financiers consolidés.

Présentation des incertitudes quant à la capacité d'une entité de poursuivre ses activités

En août 2014, le FASB a publié l'ASU 2014-15, *Disclosure of Uncertainties about an Entity's Ability to Continue as a Going Concern*. Les modifications présentées dans cette mise à jour visent à fournir une ligne directrice quant à la responsabilité de la direction d'évaluer s'il existe un doute important sur la capacité d'une entité de poursuivre ses activités, et de fournir les informations connexes. Cette mise à jour prend effet pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes à compter du 15 décembre 2016. L'adoption anticipée est permise. Fortis ne s'attend pas à ce que l'adoption de cette mise à jour ait une incidence importante sur ses états financiers consolidés.

5. Débiteurs et autres actifs à court terme

(en millions)	2014	2013
Débiteurs – clients	479 \$	352 \$
Débiteurs non facturés	365	341
Provision pour créances douteuses	(31)	(19)
Impôts à recevoir	25	–
Autres	62	58
	900 \$	732 \$

Les autres débiteurs étaient composés de sommes facturées aux clients pour des services autres que de base, des dépôts de garantie pour des achats de gaz et des crédits d'impôt relatifs aux clients résidentiels des sociétés FortisBC Energy. Les autres débiteurs comprenaient également la juste valeur des instruments dérivés (note 32).

6. Stocks

(en millions)	2014	2013
Matériaux et fournitures	149 \$	27 \$
Gaz et combustible stockés	134	116
Stocks de charbon	38	–
	321 \$	143 \$

Les matériaux et fournitures incluait environ 118 millions \$ pour UNS Energy et se composaient des matériaux de construction et de réparation liés aux activités de distribution, de transport et de production, comme l'exigeait l'organisme de réglementation (notes 3 et 9).

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

7. Actifs et passifs réglementaires

Selon les ordonnances ou décisions antérieures, existantes ou prévues, les entreprises de services publics réglementés de la Société ont comptabilisé les montants suivants comme devant être recouverts auprès des clients ou remboursés à ces derniers au cours des périodes futures.

<i>(en millions)</i>	2014	2013	Période de recouvrement résiduelle <i>(années)</i>
Actifs réglementaires			
Impôts reportés <i>i)</i>	942 \$	833 \$	À déterminer
Avantages sociaux futurs <i>ii)</i>	680	440	Diverses
Report relatif à la remise en état des sites d'usines de gaz <i>iii)</i>	123	47	À déterminer
Comptes de stabilisation tarifaire <i>iv)</i>	119	70	Diverses
Coûts de gestion de l'énergie reportés <i>v)</i>	111	76	1–10
Charges locatives reportées <i>vi)</i>	101	76	Diverses
Instruments dérivés <i>vii)</i>	69	15	Diverses
Frais d'exploitation indirects reportés <i>viii)</i>	54	43	Diverses
Pertes nettes à la cession d'immobilisations et d'actifs incorporels de services publics reportées <i>ix)</i>	37	35	9
Coûts finaux liés à la remise en état de mines et au régime de soins de santé de retraités <i>x)</i>	34	–	14–20
Report de l'impôt foncier <i>xi)</i>	29	–	Diverses
Incitatifs relatifs au transport du gaz naturel <i>xii)</i>	24	8	10
Impôts sur les bénéfices recouvrables au titre des régimes d'ACR <i>xiii)</i>	24	24	Diverses
Coûts de possession – avantages sociaux futurs <i>xiv)</i>	20	14	Diverses
Report des coûts liés au projet d'amélioration du service à la clientèle <i>xv)</i>	18	21	5–6
Autres actifs réglementaires <i>xvi)</i>	140	120	Diverses
Total des actifs réglementaires	2 525	1 822	
Moins : tranche à court terme	(295)	(150)	1
Actifs réglementaires à long terme	2 230 \$	1 672 \$	
Passifs réglementaires			
Provision pour coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations <i>xvii)</i>	951 \$	563 \$	À déterminer
Comptes de stabilisation tarifaire <i>iv)</i>	142	167	Diverses
Impôts reportés <i>i)</i>	110	45	À déterminer
Avantages sociaux futurs <i>ii)</i>	58	55	Diverses
Obligation au titre des avantages revenant aux clients et aux communautés <i>xviii)</i>	55	23	À déterminer
Report des charges de l'AESO <i>xix)</i>	49	73	1–5
Supplément de facturation au titre de l'énergie renouvelable <i>xx)</i>	44	–	À déterminer
Coûts de possession – avantages sociaux futurs <i>xiv)</i>	24	16	Diverses
Instruments dérivés <i>vii)</i>	–	10	Diverses
Autres passifs réglementaires <i>xxi)</i>	122	90	Diverses
Total des passifs réglementaires	1 555	1 042	
Moins : tranche à court terme	(192)	(140)	1
Passifs réglementaires à long terme	1 363 \$	902 \$	

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 et des passifs réglementaires devraient être recouvrés auprès des clients, ou remboursés à ceux-ci, dans les tarifs futurs lorsque les impôts deviennent exigibles ou à recevoir. Au 31 décembre 2014, une tranche de 359 millions \$ (281 millions \$ au 31 décembre 2013) 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 recouvrés auprès des clients, ou remboursés à ceux-ci, dans les tarifs futurs (note 28).

Pour les entreprises de services publics réglementés de la Société, comme les organismes de réglementation respectifs le permettent, les écarts entre les coûts des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR comptabilisés selon les PCGR des États-Unis et ceux qui devraient être recouvrés auprès de la clientèle ou remboursés à cette dernière à même les tarifs futurs sont assujettis au traitement en compte de report et ont été comptabilisés comme un actif ou un passif réglementaire. Ces montants auraient autrement été comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu dans le bilan consolidé.

Au 31 décembre 2014, des actifs réglementaires d'environ 339 millions \$ associés aux avantages sociaux futurs n'étaient pas assujettis à un rendement réglementaire (130 millions \$ au 31 décembre 2013). Au 31 décembre 2014, des passifs réglementaires d'environ 55 millions \$ associés aux avantages sociaux futurs n'étaient pas admissibles aux fins du calcul du rendement réglementaire (55 millions \$ au 31 décembre 2013).

iii) *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 13, 16 et 36). 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.

iv) *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 recouvrés auprès de la clientèle ou remboursés à cette dernière à même les tarifs futurs approuvés par les organismes de réglementation respectifs. Les comptes de stabilisation tarifaire de l'électricité servent principalement à atténuer l'incidence, sur le bénéfice, de la variabilité du coût du combustible ou de l'électricité achetée au-delà ou en deçà d'un niveau prévu ou préétabli 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 2014, environ 117 millions \$ et 43 millions \$ des comptes de stabilisation tarifaire devaient être recouvrés auprès de la clientèle ou remboursés à celle-ci dans l'année. Par conséquent, ces montants sont respectivement classés à titre d'actifs et de passifs réglementaires à court terme (respectivement environ 77 millions \$ et 65 millions \$ au 31 décembre 2013).

Au 31 décembre 2014, 104 millions \$ du solde à recevoir des comptes de stabilisation tarifaire n'étaient pas admissibles aux fins du calcul du rendement réglementaire (67 millions \$ au 31 décembre 2013).

v) *Coûts de gestion de l'énergie reportés*

Les sociétés 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 ont capitalisé les dépenses connexes et les amortissent selon la méthode linéaire sur des périodes allant de un an à dix 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 recouvrer les coûts de mise en œuvre des programmes de GAD auprès des clients de détail. Les ordonnances tarifaires courantes prévoient un mécanisme de recouvrement des coûts fixes irrécupérables pour recouvrer 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 2014, une tranche de 16 millions \$ du solde des actifs réglementaires de UNS Energy n'était pas admissible aux fins du calcul du rendement réglementaire.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

7. Actifs et passifs réglementaires (suite)

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

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 2014 comprend 83 millions \$ (76 millions \$ au 31 décembre 2013) de charges locatives reportées qui devraient être recouvrées auprès de la clientèle dans les tarifs futurs sur la durée du contrat. En 2014, sur les 30 millions \$ (29 millions \$ en 2013) d'intérêts débiteurs se rapportant aux obligations de location-acquisition et les 6 millions \$ (6 millions \$ en 2013) de dotation aux amortissements liés aux actifs de location-acquisition, un total de 26 millions \$ (25 millions \$ en 2013) a été comptabilisé dans les coûts de l'approvisionnement énergétique et un total de 3 millions \$ (3 millions \$ en 2013) 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 2013) a été reporté en tant qu'actif réglementaire (note 15).

Les charges locatives reportées de UNS Energy ont trait à l'engagement d'acquérir 35,4 % des actifs locatifs de l'unité 1 de Springerville à la fin du bail et une participation de 13,3 % dans les installations de manutention de charbon de Springerville. UNS Energy a comptabilisé une augmentation de l'obligation de location-acquisition et un actif de location-acquisition associé à l'unité 1 de Springerville à la valeur actualisée, entraînant une hausse des intérêts débiteurs sur la durée de vie résiduelle du bail. La société a reporté l'augmentation des intérêts débiteurs liés au bail à titre d'actif réglementaire, car elle prévoit recouvrer ces coûts à même les tarifs futurs facturés à la clientèle. Selon UNS Energy, il est probable que l'achat des installations de manutention de charbon de Springerville permettra un recouvrement à même les tarifs futurs imposés à la clientèle et, par conséquent, la hausse des charges locatives découlant de l'engagement a été reportée à titre d'actif réglementaire (note 15).

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 des sociétés 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 32). Le solde des actifs réglementaires reportés de UNS Energy et de Central Hudson de 57 millions \$ n'est pas assujéti à un rendement réglementaire.

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 de vie des immobilisations de services publics connexes.

ix) *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 des sociétés FortisBC Energy sont 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 de réglementation qui en est résulté sur une période de dix ans commencée en 2012.

x) *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 doit comptabiliser la valeur actualisée de son passif lié aux obligations au titre de la remise en état finale de mines et du régime de soins de santé de retraités sur la durée des contrats d'approvisionnement en charbon (notes 16 et 36). TEP peut recouvrer entièrement ces coûts auprès des clients lorsque les coûts sont facturés par les mineurs et prévoit recouvrer ces coûts sur la durée de vie résiduelle des mines, qui est estimée se situer entre 14 et 20 ans. Ces coûts de location reportés ne sont pas admissibles aux fins du calcul du rendement réglementaire.

xi) *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 assujéti à un rendement réglementaire.

xii) *Incentifs relatifs au transport du gaz naturel*

Le report des incitatifs relatifs au transport du gaz naturel pour les sociétés FortisBC Energy comprend les versements de subvention pour aider les clients à acheter des véhicules alimentés au gaz naturel au lieu de véhicules alimentés au diesel dans le cadre du financement du programme incitatif conformément au règlement sur les réductions des gaz à effet de serre en vertu de la loi intitulée *Clean Energy Act*. La BCUC a autorisé le recouvrement à même les tarifs sur une période de dix ans.

xiii) *Impôts sur les bénéfices recouvrables au titre des régimes d'ACR*

L'organisme de réglementation des sociétés FortisBC Energy et de FortisBC Electric permet à celles-ci de recouvrer les coûts relatifs aux régimes d'ACR à l'aide des tarifs facturés à la clientèle selon la comptabilité d'exercice, plutôt que selon la comptabilité de caisse, ce qui crée des écarts temporaires aux fins fiscales. Comme l'organisme de réglementation le permet, l'incidence fiscale de ces écarts temporaires est reportée comme un actif réglementaire distinct et diminuera à mesure que les versements au comptant au titre des régimes d'ACR dépasseront les charges comptabilisées et les montants recouverts dans les tarifs facturés à la clientèle. Au 31 décembre 2014, le solde de 5 millions \$ des actifs réglementaires reportés de Fortis BC Electric n'était pas admissible aux fins du calcul du rendement réglementaire.

xiv) *Coûts de possession – avantages sociaux futurs*

Comme l'organisme de réglementation le permet, les écarts entre les coûts du régime de retraite à prestations déterminées et du régime d'ACR de Central Hudson comptabilisés selon les PCGR des États-Unis et ceux qui devraient être remboursés à la clientèle ou recouverts auprès de cette dernière à même les tarifs futurs sont assujettis au traitement en compte de report. Par conséquent, un actif réglementaire et un passif réglementaire ont été comptabilisés respectivement en lien avec le régime de retraite à prestations déterminées et le régime d'ACR de la société. L'organisme de réglementation permet à Central Hudson de comptabiliser des coûts de possession relativement aux soldes des actifs et des passifs réglementaires associés au régime de retraite à prestations déterminées et au régime d'ACR. Les soldes ne sont pas assujettis à un rendement réglementaire.

xv) *Report des coûts liés au projet d'amélioration du service à la clientèle*

Le report des coûts liés au projet d'amélioration du service à la clientèle comprend le cumul de tous les coûts différentiels liés à la mise en œuvre du projet d'amélioration du service à la clientèle de FEI, lequel était pratiquement terminé en janvier 2012. L'actif réglementaire est approuvé aux fins du recouvrement à même les tarifs facturés à la clientèle sur une période de huit ans commencée en 2012.

xvi) *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 20 millions \$. Au 31 décembre 2014, une tranche de 91 millions \$ (85 millions \$ au 31 décembre 2013) 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 2014, une tranche de 49 millions \$ du solde (44 millions \$ au 31 décembre 2013) n'était pas admissible aux fins du calcul du rendement réglementaire.

xvii) *Provision pour coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations*

Comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, les taux d'amortissement de UNS Energy, de Central Hudson, des sociétés 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.

xviii) *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. En 2014, ces avantages différentiels pour 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. En 2013, ces avantages différentiels pour Central Hudson comprenaient : i) 35 millions \$ US pour couvrir les dépenses qui seraient normalement récupérées dans les tarifs facturés à la clientèle; ii) des économies garanties pour les clients dépassant les 9 millions \$ US pour une période de cinq ans, par l'élimination des coûts normaux pour CH Energy Group du fait d'être une société ouverte; et iii) l'établissement d'un fonds d'avantages pour les communautés de 5 millions \$ US devant servir au financement de programmes destinés aux clients à faible revenu ou de programmes de développement économique offerts aux communautés et aux résidents de la région médiane de la vallée de l'Hudson.

Par conséquent, des 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. En 2013, des charges d'environ 41 millions \$ (40 millions \$ US) ont été comptabilisées et correspondaient à la sortie du bilan d'un actif réglementaire de 20 millions \$ (20 millions \$ US) associé aux coûts reportés relatifs aux tempêtes et à la comptabilisation d'un passif réglementaire pour les avantages revenant aux clients et aux communautés de 21 millions \$ (20 millions \$ US) (notes 23 et 29).

xix) *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 2014, le passif réglementaire représentait principalement le recouvrement excédentaire des comptes de report des charges de l'AESO pour 2013 et 2014.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

7. Actifs et passifs réglementaires (suite)

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

xx) 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 des plans de mise en œuvre de la NER annuels aux fins de revue et d'approbation par l'ACC. Le coût approuvé de la mise en œuvre de ces plans 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, qui 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 8).

xxi) 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 20 millions \$. Au 31 décembre 2014, la Société avait l'autorisation ou bien de rembourser à la clientèle une tranche de 116 millions \$ (82 millions \$ au 31 décembre 2013) du solde ou de diminuer les tarifs futurs facturés à la clientèle, et elle devrait obtenir une autorisation pour le montant résiduel. Au 31 décembre 2014, une tranche de 52 millions \$ du solde (23 millions \$ au 31 décembre 2013) n'était pas admissible aux fins du calcul du rendement réglementaire.

8. Autres actifs

(en millions)	2014	2013
Autre actif – Belize Electricity (notes 33 et 35)	116 \$	108 \$
Frais financiers reportés	67	51
Actifs du régime de retraite supplémentaire à l'intention des dirigeants	41	14
Actifs du régime de rémunération différé (note 16)	21	15
Impôts à long terme à recevoir	13	13
Crédits d'énergie renouvelable (note 7 xx))	13	–
Placements en actions et placements au coût	12	10
Divers	54	35
	337 \$	246 \$

Du fait de l'expropriation par le gouvernement du Belize de l'investissement de la Société dans Belize Electricity et de la perte de contrôle consécutive sur les activités de l'entreprise, Fortis a cessé de comptabiliser les résultats financiers de Belize Electricity selon la méthode de la consolidation, en date du 20 juin 2011. La valeur comptable de l'investissement exproprié de la Société dans Belize Electricity est comptabilisée comme autre actif à long terme. L'actif est libellé en dollars américains et a été converti en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la date du bilan. Depuis le 20 juin 2011, l'actif de la Société associé à son investissement exproprié dans Belize Electricity n'est pas admissible à la comptabilité de couverture et, par conséquent, un gain de change d'environ 8 millions \$ a été comptabilisé en résultat en 2014 (6 millions \$ en 2013) (note 23).

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 16). 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 32).

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 également la juste valeur des instruments dérivés de UNS Energy et de Central Hudson (note 32).

9. Immobilisations de services publics

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	1 250	–	1 250
Terrains	167	–	167
	24 659 \$	(7 507)\$	17 152 \$

2013

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Distribution			
Électricité	5 716 \$	(1 526)\$	4 190 \$
Gaz	3 022	(805)	2 217
Transport			
Électricité	1 382	(390)	992
Gaz	1 579	(462)	1 117
Production	1 462	(432)	1 030
Divers	1 594	(536)	1 058
Actifs en construction	881	–	881
Terrains	133	–	133
	15 769 \$	(4 151)\$	11 618 \$

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 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.

Au 31 décembre 2014, les actifs en construction étaient principalement liés à l'Expansion Waneta 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 2014 s'établissait à 1 088 millions \$ (313 millions \$ au 31 décembre 2013), et l'amortissement cumulé connexe était de 627 millions \$ (70 millions \$ au 31 décembre 2013). Les immobilisations de services publics faisant l'objet de contrats de location-acquisition ont augmenté en 2014 en raison de l'acquisition de UNS Energy (notes 15 et 29).

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

9. Immobilisations de services publics (suite)

Installations détenues conjointement

Au 31 décembre 2014, les participations de UNS Energy dans les centrales électriques et les réseaux de transport détenus conjointement se composaient principalement de ce qui suit :

2014

<i>(en millions)</i>	Participation (%)	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Unités 1 et 2 de San Juan	50,0	535 \$	(281)\$	254 \$
Unités 1, 2 et 3 de Navajo	7,5	179	(130)	49
Unités 4 et 5 de Four Corners	7,0	124	(89)	35
Installation Luna Energy	33,3	63	(2)	61
Installations communes de Gila River	25,0	65	(17)	48
Réseaux de transport	Diverses	455	(224)	231
		1 421 \$	(743)\$	678 \$

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, en particulier les obligations financières.

10. Immobilisations autres que de services publics

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
	869 \$	(205)\$	664 \$

2013

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Bâtiments	546 \$	(95)\$	451 \$
Matériel	132	(62)	70
Incitatifs à la location	33	(25)	8
Terrains	72	-	72
Actifs en construction	48	-	48
	831 \$	(182)\$	649 \$

11. Actifs incorporels

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 franchise et autres actifs	16	(12)	4
Actifs en construction	87	–	87
	934 \$	(446)\$	488 \$

2013

(en millions)

	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Logiciels	361 \$	(193)\$	168 \$
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	165	(32)	133
Redevances de franchise et autres actifs	16	(12)	4
Actifs en construction	40	–	40
	582 \$	(237)\$	345 \$

Le coût des droits fonciers, des droits de transport et des droits d'usage de l'eau au 31 décembre 2014 comprenait un montant de 68 millions \$ (66 millions \$ au 31 décembre 2013) non amortissable.

La dotation aux amortissements liée aux actifs incorporels a été de 60 millions \$ pour 2014 (49 millions \$ pour 2013). L'amortissement devrait s'établir en moyenne à environ 76 millions \$ pour chacun des cinq prochains exercices.

Au 31 décembre 2014, les actifs en construction étaient principalement liés à UNS Energy et à l'Expansion Waneta.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

12. Écart d'acquisition

(en millions)	2014	2013
Solde au début de l'exercice	2 075 \$	1 568 \$
Acquisition de UNS Energy (note 29)	1 510	–
Acquisition de CH Energy Group (note 29)	–	476
Acquisition des actifs de l'entreprise de services publics d'électricité de la ville de Kelowna (note 29)	–	14
Vente de Griffith (notes 26 et 29)	(3)	–
Incidence de la conversion des devises	150	17
Solde à la fin de l'exercice	3 732 \$	2 075 \$

L'écart d'acquisition associé aux acquisitions de UNS Energy, de CH Energy Group, de Caribbean Utilities et de Fortis Turks and Caicos est libellé en dollars américains, le dollar américain étant la monnaie de présentation de ces sociétés. L'écart de conversion découle de la conversion de l'écart d'acquisition libellé en dollars américains et de l'incidence de la variation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

13. Crédoiteurs et autres passifs à court terme

(en millions)	2014	2013
Comptes clients	612 \$	423 \$
Coûts du gaz et du combustible à payer	195	135
Rémunération et avantages sociaux à payer	134	104
Intérêts à payer	128	91
Dividendes à verser	101	73
Impôts à payer autres que les impôts sur les bénéfices	96	41
Juste valeur des instruments dérivés (note 32)	66	15
Remise en état des sites d'usines de gaz (notes 7 iii) et 36)	13	1
Passifs des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR (note 28)	11	7
Impôts à payer	–	9
Autres	84	58
	1 440 \$	957 \$

Les impôts à payer autres que les impôts sur les bénéfices aux 31 décembre 2014 et 2013 comprennent surtout des impôts fonciers de UNS Energy et des sociétés FortisBC Energy.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

14. Dette à long terme

(en millions)	Date d'échéance	2014	2013
Entreprises de services publics réglementés			
<i>UNS Energy</i>			
Obligations non garanties exonérées d'impôts américaines – taux fixe et variable moyen pondéré de 3,92 %	2020 – 2040	956 \$	– \$
Billets non garantis à taux fixe en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,75 %	2021 – 2044	638	–
Billets à taux fixe garantis en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 5,76 %	2015 – 2026	267	–
<i>Central Hudson</i>			
Billets non garantis en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 4,31 % (4,51 % en 2013)	2016 – 2042	587	521
<i>Sociétés FortisBC Energy</i>			
Hypothèques en garantie du prix d'achat garanties – taux fixe moyen pondéré de 10,71 % (10,71 % en 2013)	2015 – 2016	275	275
Débetures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 5,95 % (5,95 % en 2013)	2029 – 2041	1 620	1 620
Prêt gouvernemental (note 3)	2015	10	10
<i>FortisAlberta</i>			
Débetures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 5,01 % (5,31 % en 2013)	2024 – 2052	1 534	1 459
<i>FortisBC Electric</i>			
Débetures garanties – taux fixe moyen pondéré de 8,80 % (8,80 % en 2013)	2023	25	25
Débetures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 5,36 % (5,84 % en 2013)	2016 – 2050	660	600
<i>Est du Canada</i>			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties à fonds d'amortissement – taux fixe moyen pondéré de 7,08 % (7,28 % en 2013)	2016 – 2043	484	518
Obligations hypothécaires de premier rang garanties – taux fixe moyen pondéré de 7,18 % (7,18 % en 2013)	2016 – 2061	167	167
Billets de premier rang non garantis – taux fixe moyen pondéré de 6,11 % (6,11 % en 2013)	2018 – 2041	104	104
<i>Électricité dans les Caraïbes</i>			
Billets de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,91 % (5,23 % en 2013)	2016 – 2046	400	251
Activités non réglementées – autres que de services publics			
Prêts hypothécaires de premier rang garantis – taux fixe moyen pondéré de 7,50 % (7,03 % en 2013)	2017	26	47
Billets de premier rang garantis – taux fixe de 7,32 %	2019	8	9
Siège social			
Billets de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,39 % (4,93 % en 2013)	2019 – 2044	1 421	931
Billets non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 6,80 % (6,75 % en 2013)	2025	22	29
Débetures non garanties taux fixe moyen pondéré de 6,49 % (6,14 % en 2013)	2039	201	325
Emprunts sur les facilités de crédit classés à long terme (note 33)		1 096	313
Total de la dette à long terme (note 32)		10 501	7 204
Moins : tranche à court terme de la dette à long terme		(505)	(780)
		9 996 \$	6 424 \$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

14. Dette à long terme (suite)

Comme il est indiqué dans le tableau ci-dessus, certains des instruments de créance à long terme émis par UNS Energy, les sociétés FortisBC Energy, FortisBC Electric, Newfoundland Power, Maritime Electric et Fortis Properties sont garantis. Lorsqu'une garantie est fournie, il s'agit habituellement d'une charge de premier rang fixe ou variable sur les actifs précis de la société qui prend en charge la dette à long terme. Les hypothèques en garantie du prix d'achat des sociétés FortisBC Energy sont garanties également et proportionnellement par une hypothèque et une charge de premier rang fixe et spécifique sur les actifs de la division côtière de FEI. Le total du montant en capital des hypothèques en garantie du prix d'achat pouvant être émis est limité à 425 millions \$.

UNS Energy a conclu une convention d'emprunt à terme à taux variable de 30 millions \$ US de quatre ans. Le taux d'intérêt actuellement en vigueur correspond au LIBOR 3 mois majoré de 1,125 %. Parallèlement, UNS Energy a conclu un swap à taux fixes-variables en vertu duquel UNS Energy paiera un taux fixe de 0,97 % et obtiendra un LIBOR 3 mois sur un montant notionnel de 30 millions \$ US sur une période de quatre ans échéant en août 2015. Le swap de taux d'intérêt est comptabilisé comme une couverture de flux de trésorerie (note 32).

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 2014, 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 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 aux fins générales de la société.

En septembre 2014, FortisAlberta a émis 275 millions \$ de débentures non garanties en deux tranches, soit 150 millions \$ à 3,30 %, 10 ans, et 125 millions \$ à 4,11 %, 30 ans. Le produit net a été affecté au remboursement de la dette à long terme, qui servira au financement des dépenses en immobilisations et des besoins généraux de la société.

En octobre 2014, FortisBC Electric a émis des débentures non garanties à 4,00 %, 30 ans, 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.

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 servira au financement des dépenses en immobilisations.

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.

Siège social

Les débentures non garanties et les billets de premier rang en dollars américains sont rachetables au gré de Fortis à un prix calculé comme la valeur la plus élevée entre la valeur nominale et un prix précis, comme défini dans les conventions de dette à long terme respectives, plus les intérêts courus et impayés sur le capital.

En 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 est d'environ 9 ans et le taux nominal moyen pondéré est 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 est d'environ 12 ans, et le taux nominal moyen pondéré est de 4,11 %. Le produit net a servi au remboursement de la dette à long terme et aux fins générales de la Société.

Remboursement de la dette à long terme

Le calendrier de remboursement du capital des emprunts et obligations à long terme de la Société sur leurs durées à courir et à l'échéance s'établit comme suit pour chacun des cinq prochains exercices et par la suite, de manière consolidée :

Exercice	Filiales (en millions)	Siège social (en millions)	Total (en millions)
2015	505 \$	– \$	505 \$
2016	397	350	747
2017	101	2	103
2018	249	492	741
2019	95	106	201
Par la suite	6 672	1 532	8 204
	8 019 \$	2 482 \$	10 501 \$

15. Obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières

Obligations liées aux contrats de location-acquisition

UNS Energy

Achats en vertu de contrats de location-acquisition de l'unité 1 de Springerville

TEP loue l'unité 1 de la centrale de Springerville et une participation indivise de 50 % dans certaines installations communes de Springerville (collectivement, « unité 1 de Springerville ») en vertu de sept contrats de location distincts, qui sont comptabilisés comme des contrats de location-acquisition. Ces contrats de location sont venus à échéance en janvier 2015 et comprenaient des options de renouvellement et d'achat à la juste valeur marchande.

En 2013, TEP avait convenu d'acheter des participations indivises dans l'unité 1 de Springerville totalisant 35,4 %, ou une capacité continue de 137 MW à un prix d'achat d'environ 66 millions \$ US. Par suite de l'engagement d'achat, TEP a comptabilisé une augmentation des immobilisations de services publics et des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières d'environ 55 millions \$ US.

Comme prévu, TEP a acheté une participation de 35,4 % dans un contrat de location de l'unité 1 de Springerville en décembre 2014 et en janvier 2015 pour des montants de 20 millions \$ US et 46 millions \$ US, respectivement. Depuis la clôture de ces opérations d'acquisition sur option, TEP détenait une participation de 49,5 % dans l'unité 1 de Springerville, ce qui représente une capacité continue de 192 MW. De plus, TEP est tenue d'exploiter l'unité pour les tiers propriétaires en vertu d'une convention existante de soutien des installations. Les tiers propriétaires sont obligés d'indemniser TEP pour leur quote-part des charges fixes d'exploitation et de maintenance pour l'unité et leur part des dépenses en immobilisations.

Engagement d'achat en vertu de contrats de location-acquisition des installations de manutention de charbon de Springerville

TEP est partie aux contrats de location se rapportant aux installations de manutention de charbon de Springerville qui ont une durée initiale se terminant en avril 2015 et incluent une option d'achat à prix fixe de 120 millions \$ US. En avril 2014, TEP a décidé d'acheter une participation dans les installations de manutention de charbon de Springerville à l'échéance du contrat de location. En raison de son engagement d'achat, TEP a comptabilisé une augmentation de 109 millions \$ US au titre des immobilisations de services publics et des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières, ce qui correspond à la valeur actualisée de l'engagement d'achat total. TEP s'est entendue avec des tiers qui se sont engagés à acheter une tranche de la participation de TEP dans les installations de manutention de charbon de Springerville ou bien à continuer d'effectuer des paiements à TEP pour poursuivre l'utilisation des installations.

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 34). 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 de manutention de charbon de Springerville et des installations communes ne sont pas renouvelés, TEP exercera les options d'achat en vertu de ces contrats. Les tiers seront alors 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 le risque de taux d'intérêt variable associé aux obligations liées aux contrats de location des installations communes de Springerville. L'intérêt sur les obligations liées aux contrats de location est payable au LIBOR six mois majoré de 1,75 % au 31 décembre 2014. Le swap a pour effet de fixer les taux d'intérêt sur les soldes du capital amortissable de 33 millions \$ US. Ce swap de taux d'intérêt est comptabilisé comme une couverture de flux de trésorerie (note 32).

Les obligations liées aux contrats de location-acquisition portent intérêt aux taux de 13,20 %, 9,85 % et 5,08 %, pour respectivement l'unité 1 de Springerville, les installations de manutention de charbon de Springerville et les installations communes de Springerville. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, un montant de 2 millions \$ 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 7 millions \$ 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 2014 et 2013

15. Obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières (suite)

Obligations liées aux contrats de location-acquisition (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 2014, un montant de 26 millions \$ (25 millions \$ en 2013) est inclus dans les coûts de l'approvisionnement énergétique et comptabilisé conformément au contrat BPPA, comme l'a approuvé la BCUC (note 7 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 2014, un montant de 3 millions \$ (3 millions \$ en 2013) est inclus dans les charges d'exploitation et comptabilisé conformément à l'entente relative au PTB, comme l'a approuvé la BCUC (note 7 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 7,17 % et 8,76 % 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	Obligations financières	Total
	(en millions)	(en millions)	(en millions)
2015	260 \$	4 \$	264 \$
2016	63	4	67
2017	65	4	69
2018	58	4	62
2019	59	31	90
Par la suite	2 114	54	2 168
	2 619 \$	101 \$	2 720 \$
Moins : Montants représentant les intérêts implicites et les frais accessoires sur les obligations liées aux contrats de location-acquisition et les obligations financières			(2 017)
Total des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières			703
Moins : tranche à court terme			(208)
			495 \$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

16. Autres passifs

(en millions)	2014	2013
Passifs des régimes d'ACR (note 28)	403 \$	290 \$
Passifs des régimes à prestations déterminées (note 28)	390	185
Remise en état des sites d'usines de gaz (notes 7 iii) et 36)	109	42
Billet de la société Waneta (notes 32 et 34)	53	50
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	37	3
Coûts finaux liés à la remise en état de mines et à un régime de soins de santé de retraités (notes 7 x) et 36)	34	–
Dépôts de clients	26	6
Passifs du régime de rémunération différé (note 8)	21	16
Passifs liés à des UAD et à des UAR (note 22)	17	10
Juste valeur des instruments dérivés (note 32)	13	–
Autres passifs	38	25
	1 141 \$	627 \$

Le billet de la société Waneta ne porte pas intérêt et a une valeur nominale de 72 millions \$. Au 31 décembre 2014, sa valeur actualisée nette était de 53 millions \$ (50 millions \$ au 31 décembre 2013). Le billet a été contracté lorsque la société Waneta a acquis d'une société affiliée à CPC/CBT certains actifs incorporels et des coûts de conception de projet liés à la construction de l'Expansion Waneta. Le billet est payable au cinquième anniversaire de la date de mise en activité commerciale de l'Expansion Waneta, prévue pour le printemps 2015.

Au 31 décembre 2014, 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 produits de location reportés, les fonds reçus en prévision de dépenses et les économies d'impôts non comptabilisées.

17. Actions ordinaires

Les actions ordinaires émises au cours de l'exercice sont comme suit :

	2014		2013	
	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions)	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions)
Solde au début de l'exercice	213 165	3 783 \$	191 566	3 121 \$
Conversion de débetures convertibles	58 545	1 747	–	–
Appel public à l'épargne – conversion de reçus de souscription	–	–	18 500	567
Régime de réinvestissement des dividendes	2 495	82	2 263	72
Régime d'achat d'actions de consommateurs	33	1	36	1
Régime d'achat d'actions à l'intention du personnel	384	12	369	12
Régimes d'options sur actions	1 375	42	431	10
Solde à la fin de l'exercice	275 997	5 667 \$	213 165	3 783 \$

Débetures convertibles

Pour financer une partie de l'acquisition de UNS Energy, en janvier 2014, Fortis a conclu la vente de débetures subordonnées convertibles non garanties à 4 %, représentées par des reçus de versement, pour un montant en capital global de 1,8 milliard \$ (les « débetures convertibles »). Les débetures 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 débetures 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 débetures 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 débetures convertibles, y compris le paiement compensatoire, d'environ 72 millions \$ (51 millions \$ après impôts) ont été comptabilisés en 2014 (note 24).

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

17. 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 32,521 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 2014, un total d'environ 58,5 millions d'actions ordinaires de Fortis avaient été émises par suite de la conversion des débetures convertibles, pour un produit de 1,747 milliard \$, moins les charges après impôts. Le produit net a servi au financement d'une partie de l'acquisition de UNS Energy (note 29).

Reçus de souscription

En juin 2012, la Société a vendu 18,5 millions de reçus de souscription au prix unitaire de 32,50 \$, pour un produit brut d'environ 601 millions \$, afin de financer une partie du prix d'acquisition de Central Hudson. En juin 2013, à la clôture de l'acquisition de Central Hudson, chaque reçu de souscription a été échangé, sans paiement d'une contrepartie additionnelle, contre une action ordinaire de Fortis. Chaque détenteur de reçus de souscription a également reçu un paiement en espèces de 1,22 \$ par reçu de souscription, ce qui correspond au montant global des dividendes déclarés par action ordinaire de Fortis pour lesquels les dates de fermeture des registres sont antérieures à l'émission des reçus de souscription. La Société a tiré de la conversion des reçus de souscription un produit d'environ 567 millions \$, moins les charges après impôts (note 29).

18. 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 2014, le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation a été de 225,6 millions et en 2013, de 202,5 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 :

	2014								
	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions)				Nombre moyen pondéré d'actions (en millions)	RPA			
	Activités poursuivies	Activités abandonnées	Élément extraordinaire	Total		Activités poursuivies	Activités abandonnées	Élément extraordinaire	Total
RPA de base	312 \$	5 \$	– \$	317 \$	225,6	1,39 \$	0,02 \$	– \$	1,41 \$
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)				
RPA dilué	312 \$	5 \$	– \$	317 \$	226,1	1,38 \$	0,02 \$	– \$	1,40 \$
	2013								
	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions)				Nombre moyen pondéré d'actions (en millions)	RPA			
	Activités poursuivies	Activités abandonnées	Élément extraordinaire	Total		Activités poursuivies	Activités abandonnées	Élément extraordinaire	Total
RPA de base	333 \$	– \$	20 \$	353 \$	202,5	1,64 \$	– \$	0,10 \$	1,74 \$
Incidence des titres potentiellement dilutifs :									
Options sur actions	–	–	–	–	0,6				
Actions privilégiées	13	–	–	13	8,2				
	346	–	20	366	211,3				
Moins effets antidilutifs :									
Actions privilégiées	(4)	–	–	(4)	(2,0)				
RPA dilué	342 \$	– \$	20 \$	362 \$	209,3	1,63 \$	– \$	0,10 \$	1,73 \$

19. 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		2014		2013	
Actions privilégiées de premier rang	Dividende annuel par action	Nombre d'actions	Montant (en millions)	Nombre d'actions	Montant (en millions)
Série E ¹⁾	1,2250 \$	7 993 500	197 \$	7 993 500	197 \$
Série F ¹⁾	1,2250 \$	5 000 000	122	5 000 000	122
Série G ²⁾	0,9708 \$	9 200 000	225	9 200 000	225
Série H ²⁾	1,0625 \$	10 000 000	245	10 000 000	245
Série J ¹⁾	1,1875 \$	8 000 000	196	8 000 000	196
Série K ²⁾	1,0000 \$	10 000 000	244	10 000 000	244
Série M ²⁾	1,0250 \$	24 000 000	591	–	–
		74 193 500	1 820 \$	50 193 500	1 229 \$

¹⁾ Actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif.

²⁾ Actions privilégiées de premier rang à taux d'intérêt fixe rétabli sur cinq ans rachetables à dividende cumulatif. Le taux fixe de dividende annuel par action pour les actions privilégiées de premier rang de série G a été rétabli de 1,3125 \$ à 0,9708 \$ pour la période de cinq ans du 1^{er} septembre 2013, inclusivement, au 1^{er} septembre 2018, exclusivement.

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 \$.

En juillet 2013, la Société a émis 10 millions d'actions privilégiées rachetables de premier rang à dividende cumulatif à taux d'intérêt fixe rétabli de série K (les « actions privilégiées de premier rang de série K ») à un prix d'achat de 25,00 \$ l'action pour un produit net, après impôts, de 244 millions \$.

En juillet 2013, la Société a racheté la totalité des actions privilégiées de premier rang de série C à 5,45 % émises et en circulation d'un capital de 125 millions \$, à un prix d'achat de 25,1456 \$ l'action, soit l'équivalent de 25,00 \$ plus les dividendes courus et non versés par action. Au moment du rachat, des frais d'émission après impôts d'environ 2 millions \$, associés aux actions privilégiées de premier rang de série C, ont été comptabilisés dans le bénéfice net attribuable aux actionnaires privilégiés.

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^{er} 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 \$, 1,0625 \$, 1,0000 \$ et 1,0250 \$ l'action pour chaque année au moment et de la manière indiqués par le conseil d'administration de la Société respectivement jusqu'au 1^{er} septembre 2018, exclusivement, jusqu'au 1^{er} juin 2015, exclusivement, jusqu'au 1^{er} mars 2019, exclusivement, et jusqu'au 1^{er} décembre 2019. Les dividendes sont payables en versements trimestriels égaux le premier jour de chaque trimestre. Au 1^{er} septembre 2018, au 1^{er} juin 2015, au 1^{er} mars 2019 et au 1^{er} 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 ont droit à des dividendes en espèces cumulatifs à taux d'intérêt fixe rétabli. Le taux rétabli du dividende par action annuel sera calculé en multipliant les 25,00 \$ l'action par le taux du dividende fixe annuel des actions privilégiées de premier rang 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 %.

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 ont 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. Les porteurs des actions privilégiées de premier rang de série I, 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 I, de série L et de série N sera égal au rendement annuel moyen exprimé en pourcentage des bons du Trésor du gouvernement du Canada à trois mois, plus respectivement 1,45 %, 2,05 % et 2,48 %.

21. Participations ne donnant pas le contrôle

(en millions)	2014	2013
Société Waneta	316 \$	280 \$
Caribbean Utilities	88	78
Société en commandite Mount Hayes	11	11
Actions privilégiées de Newfoundland Power	6	6
	421 \$	375 \$

22. Régimes de rémunération à base d'actions

Options sur actions

La Société est autorisée à attribuer à certains cadres et employés clés de Fortis et de ses filiales des options sur actions ordinaires de la Société. Au 31 décembre 2014, 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.

Les options suivantes ont été attribuées en 2014 et en 2013. 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 :

	2014			2013
	Août	Juin	Février	Mars
Options attribuées (en nombre)	12 216	23 584	925 172	807 600
Prix d'exercice (en dollars) ¹⁾	33,44	32,23	30,73	33,58
Juste valeur à la date d'attribution (en dollars)	2,47	2,69	3,53	3,91
Hypothèses :				
Rendement de l'action (%) ²⁾	3,8	3,8	3,8	3,8
Volatilité prévue (%) ³⁾	15,7	15,9	20,3	21,4
Taux d'intérêt sans risque (%) ⁴⁾	1,45	1,52	1,69	1,31
Durée de vie moyenne pondérée prévue (en années) ⁵⁾	5,5	5,5	5,5	5,3

¹⁾ Cours moyen pondéré en fonction des volumes des cinq jours précédant immédiatement la date d'attribution.

²⁾ Selon le rendement de l'action annuel moyen jusqu'à la date d'attribution et la durée de vie moyenne pondérée prévue des options.

³⁾ Selon les données historiques sur une période correspondant à la durée de vie moyenne pondérée prévue des options.

⁴⁾ 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.

⁵⁾ Selon les données historiques.

La Société comptabilise une charge de rémunération à l'émission des options sur actions attribuées en vertu du régime de 2002, du régime de 2006 et du régime de 2012. Selon la méthode de la juste valeur, chaque attribution est traitée séparément, et sa juste valeur est amortie par imputation à la charge de rémunération sur la période d'acquisition des droits rattachés aux options attribuées, qui est de quatre ans.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

22. Régimes de rémunération à base d'actions (suite)

Options sur actions (suite)

Le tableau ci-dessous résume les renseignements sur les options sur actions pour 2014.

	Total des options		Options dont les droits n'ont pas été acquis ¹	
	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 ^{er} janvier 2014	5 119 738	29,13 \$	1 990 042	4,18 \$
Attribuées	960 972	30,80 \$	960 972	3,50 \$
Exercées	(1 374 775)	26,40 \$	s. o.	s. o.
Acquises	s. o.	s. o.	(802 634)	4,27 \$
Options en cours au 31 décembre 2014	4 705 935	30,27 \$	2 148 380	3,84 \$
Options acquises au 31 décembre 2014 ²	2 557 555	28,47 \$		

¹ Au 31 décembre 2014, une charge de rémunération non comptabilisée totalisant 8 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 quatre ans.

² Au 31 décembre 2014, la durée résiduelle moyenne pondérée des options dont les droits ont été acquis était de quatre ans et ces options avaient une valeur intrinsèque totale de 27 millions \$.

Le tableau ci-dessous présente d'autres renseignements sur les options sur actions pour 2014 et 2013.

(en millions)	2014	2013
Charge liée aux options sur actions comptabilisée	3 \$	3 \$
Options sur actions exercées :		
Trésorerie encaissée au titre du prix d'exercice	36	8
Valeur intrinsèque réalisée par les employés	12	6
Juste valeur des options dont les droits ont été acquis	3	4

Régime d'UAD des administrateurs

En vertu du régime d'UAD des administrateurs, les administrateurs qui ne sont pas des dirigeants de la Société sont admissibles à l'attribution d'UAD représentant la composante en actions de la rémunération annuelle des administrateurs. En outre, les administrateurs peuvent choisir de recevoir leurs honoraires annuels sous forme de crédit porté à un compte fictif d'UAD au lieu d'un paiement au comptant. La Société peut aussi juger, de temps à autre, que des circonstances spéciales justifient raisonnablement l'attribution d'UAD à un administrateur à titre de rémunération en plus des honoraires annuels ou réguliers auxquels l'administrateur a droit.

Chaque UAD correspond à une unité ayant une valeur sous-jacente égale à la valeur d'une action ordinaire de la Société et donne droit au cumul de dividendes sur actions ordinaires fictifs équivalant à ceux déclarés par le conseil d'administration de la Société.

Nombre d'UAD	2014	2013
UAD en cours au début de l'exercice	203 172	175 326
Attribuées	29 279	32 883
Attribuées – dividendes fictifs réinvestis	8 526	7 520
UAD réglées	(64 853)	(12 557)
UAD en cours à la fin de l'exercice	176 124	203 172

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, une charge de 3 millions \$ (charge inférieure à 1 million \$ en 2013) a été comptabilisée en résultat relativement au régime d'UAD.

En 2014, 64 853 UAD d'administrateurs retraités ont été rachetées aux prix de 36,06 \$, 38,68 \$ et 39,57 \$ par UAD, soit un montant total d'environ 2 millions \$.

Au 31 décembre 2014, le passif lié aux UAD en cours était comptabilisé au cours de clôture de l'action ordinaire de la Société, qui était de 38,96 \$, soit un total de 7 millions \$ (6 millions \$ au 31 décembre 2013), et il est compris dans les autres passifs à long terme (note 16).

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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. Avant 2013, le régime d'UAR de la Société était réservé au président-directeur général de Fortis. Chaque UAR correspond à une unité ayant une valeur sous-jacente égale à la valeur d'une action ordinaire de la Société et est assujettie à une période d'acquisition des droits de trois ans, à l'expiration de laquelle un paiement en espèces peut alors être versé, comme établi par le comité des ressources humaines du conseil d'administration. Chaque UAR donne droit au cumul de dividendes sur actions ordinaires fictifs équivalant à ceux déclarés par le conseil d'administration de la Société.

Nombre d'UAR	2014	2013
UAR en cours au début de l'exercice	257 419	178 012
Attribuées	261 737	136 058
Attribuées – dividendes fictifs réinvestis	17 691	10 327
UAR réglées	(33 559)	(66 978)
UAR annulées/auxquelles il a été renoncé	(21 588)	–
UAR en cours à la fin de l'exercice	481 700	257 419

En janvier, juin et août 2014, 155 133, 23 791 et 4 277 UAR respectivement ont été attribuées aux membres de la haute direction de la Société et de ses filiales en vertu du régime d'UAR de 2013. En avril 2014, 78 536 UAR ont été attribuées aux membres de la haute direction d'une filiale américaine de la Société en vertu du régime d'unités d'actions de 2014. Le régime d'unités d'actions de 2014 a été établi sur le modèle du régime d'UAR de 2013 de la Société, à part certaines différences quant aux conditions de paiement à la fin de la période d'acquisition des droits de trois ans.

En mars 2014, 33 559 UAR, soit les deux tiers des UAR dont les droits étaient acquis, ont été payées à l'ancien président-directeur général de la Société au prix de 30,67 \$ par UAR, soit un montant total d'environ 1 million \$. Le paiement a eu lieu à l'échéance de la période de trois ans d'acquisition des droits pour les UAR qui avaient été attribuées en mars 2011, et à ce moment l'ancien président-directeur général respectait deux des trois conditions de paiement établies par le comité des ressources humaines du conseil d'administration de Fortis.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, une charge d'environ 7 millions \$ (3 millions \$ en 2013) a été comptabilisée en résultat relativement au régime d'UAR.

Au 31 décembre 2014, le passif lié aux UAR en cours était comptabilisé au cours de clôture de l'action ordinaire de la Société, qui était de 38,96 \$, soit un total de 10 millions \$ (4 millions \$ au 31 décembre 2013), et il est compris dans les autres passifs à long terme (note 16).

23. Autres revenus (charges), montant net

(en millions)	2014	2013
Composante capitaux propres de la PFUPC (note 3)	11 \$	8 \$
Intérêts créditeurs	13	7
Gain net de change (note 8)	8	6
Autres revenus, déduction faite des charges	1	1
Charges liées aux acquisitions (note 29)	(25)	(12)
Avantages revenant aux clients et aux communautés relatifs à des acquisitions (notes 7 xviii) et 29)	(33)	(41)
	(25)\$	(31)\$

Le gain de change est lié à la conversion en dollar canadien de l'autre actif à long terme libellé en dollar américain de la Société représentant la valeur comptable de l'investissement exproprié de la Société dans Belize Electricity (notes 8, 33 et 35).

Les charges liées aux acquisitions et les avantages revenant aux clients et aux communautés relatifs à des acquisitions sont associés à l'acquisition de UNS Energy en 2014 et à l'acquisition de Central Hudson en 2013 (note 29).

24. Frais financiers

(en millions)	2014	2013
Intérêts – Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières	482 \$	403 \$
– Emprunts à court terme	20	9
– Débentures convertibles (note 17)	72	–
Composante passif de la PFUPC (note 3)	(27)	(23)
	547 \$	389 \$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

25. Impôts sur les bénéfices

Impôts reportés

Les impôts reportés sont présentés 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>	2014	2013
Actifs d'impôts reportés, montant brut		
Perte fiscale et reports en avant de crédits d'impôt	376 \$	26 \$
Passifs réglementaires	186	170
Avantages sociaux futurs	108	92
Coûts d'émission d'actions et de financement de la dette	20	2
Gains de change latents (pertes de change latentes) sur la dette à long terme	17	(2)
Divers	70	12
	777	300
Provision pour moins-value des actifs d'impôts reportés	(24)	–
Actifs d'impôts reportés, montant net	753 \$	300 \$
Passifs d'impôts reportés, montant brut		
Immobilisations de services publics	(2 096)\$	(1 082)\$
Actifs réglementaires	(204)	(153)
Immobilisations autres que de services publics	(40)	(37)
Actifs incorporels	(39)	(65)
	(2 379)	(1 337)
Passif d'impôts reportés, montant net	(1 626)\$	(1 037)\$

Le passif d'impôts reportés, montant net, est classé dans le bilan consolidé comme suit :

<i>(en millions)</i>	2014	2013
Impôts reportés		
Actifs à court terme	158 \$	42 \$
Passifs à court terme	(9)	(8)
Actifs à long terme	62	7
Passifs à long terme	(1 837)	(1 078)
	(1 626)\$	(1 037)\$

Économies d'impôts non comptabilisées

Le tableau ci-dessous présente la variation des économies d'impôts non comptabilisées pour 2014 et 2013.

<i>(en millions)</i>	2014	2013
Total des économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	3 \$	16 \$
Ajouts liés à l'exercice considéré	7	2
Ajustements liés aux exercices précédents	1	(14)
Réductions liées à l'expiration des lois de prescription applicables	–	(1)
Total des économies d'impôts non constatées à la fin de l'exercice	11 \$	3 \$

Si le montant total des économies d'impôts non comptabilisées au 31 décembre 2014 de 11 millions \$ (3 millions \$ au 31 décembre 2013) s'était éventuellement réalisé, la charge d'impôts sur les bénéfices pour 2014 serait demeurée inchangée.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Les composantes de la charge d'impôts sur les bénéfices étaient les suivantes :

<i>(en millions)</i>	2014	2013
Au Canada		
Impôts exigibles	43 \$	41 \$
Impôts reportés	64	78
Moins : ajustements réglementaires	(67)	(81)
	(3)	(3)
Total au Canada	40 \$	38 \$
À l'étranger		
Impôts exigibles	– \$	(3)\$
Impôts reportés	26	(3)
Total à l'étranger	26 \$	(6)\$
Charge d'impôts sur les bénéfices	66 \$	32 \$

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.

<i>(en millions, sauf indication contraire)</i>	2014	2013
Taux d'imposition fédéral et provincial canadien combiné prévu par la loi	29,0 %	29,0 %
Taux d'imposition prévu par la loi appliqué au bénéfice avant impôts sur les bénéfices	131 \$	125 \$
Écart entre le taux d'imposition canadien prévu par la loi et les taux applicables aux filiales étrangères	(13)	(16)
Écart entre les taux d'imposition provinciaux canadiens prévus par la loi applicables aux filiales sous différents territoires canadiens	(11)	(11)
Éléments capitalisés aux fins comptables, mais passés en charges aux fins fiscales	(41)	(53)
Écart entre l'amortissement fiscal et les montants déduits aux fins comptables	(5)	7
Incidences attribuables à l'impôt de la partie VI.1	–	(23)
Reprise de provisions d'impôts	–	(7)
Autres	5	10
Charge d'impôts sur les bénéfices	66 \$	32 \$
Taux d'imposition effectif	14,6 %	7,4 %

En juin 2013, le gouvernement du Canada a édicté des modifications apportées à l'impôt de la partie VI.1 qui touchent les dividendes sur actions privilégiées de la Société. D'après les PCGR des États-Unis, les impôts sur les bénéfices doivent être comptabilisés selon les lois fiscales en vigueur. En 2013, la Société a comptabilisé un recouvrement d'impôts de 23 millions \$ résultant de l'application de déductions plus élevées de l'impôt de la partie VI.1.

En 2013, un règlement est intervenu avec l'Agence du revenu du Canada, ce qui a entraîné la reprise de provisions d'impôts d'environ 5 millions \$.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

25. Impôts sur les bénéfices (suite)

Au 31 décembre 2014, la Société avait les comptes de reports d'impôts ci-dessous :

(en millions)	Échéance	Montant
Au Canada		
Pertes en capital	s. o.	8 \$
Pertes autres qu'en capital	2025 – 2034	201
Autres crédits d'impôt	2026 – 2034	2
		211
Montants non comptabilisés dans les états financiers consolidés		(9)
		202 \$
À l'étranger		
Pertes en capital	2017	10 \$
Pertes d'exploitation nettes fédérales et d'États	2031 – 2034	794
Autres crédits d'impôt	2016 – 2034	49
Crédit au titre de l'impôt minimum de remplacement	s. o.	50
		903
Montants non comptabilisés dans les états financiers consolidés		(12)
		891
Total des pertes fiscales et crédits d'impôt reportés en avant		1 093 \$

Au 31 décembre 2014, les pertes fiscales et crédits d'impôts reportés en avant comptabilisés dans les états financiers consolidés de la Société totalisaient environ 1 093 millions \$ (121 millions \$ au 31 décembre 2013). L'augmentation reflète l'acquisition de UNS Energy en 2014, qui compte pour environ 870 millions \$ de l'augmentation.

26. Activités abandonnées

En mars 2014, Griffith a été vendue contre un produit d'environ 105 millions \$ (95 millions \$ US). Les actifs et les passifs de Griffith ont été classés comme étant détenus en vue de la vente dans le bilan consolidé au 31 décembre 2013, et les résultats d'exploitation jusqu'à la date de la vente sont présentés comme des activités abandonnées dans les états des résultats consolidés.

Le tableau suivant présente les résultats des activités abandonnées.

(en millions)	2014	2013
Produits d'exploitation	95 \$	143 \$
Bénéfice tiré des activités abandonnées avant impôts sur les bénéfices	8	1
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	(3)	(1)
Bénéfice tiré des activités abandonnées, après impôts	5 \$	– \$

27. Gain extraordinaire, après impôts

Avec prise d'effet en mars 2013, la Société et le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador ont réglé tous les litiges, y compris la libération de toutes les obligations au titre de la dette, se rapportant à l'expropriation en décembre 2008 par le gouvernement des actifs hydroélectriques non réglementés et des droits d'usage de l'eau dans la région centrale de Terre-Neuve, alors détenus par la société Exploits, dans laquelle Fortis détenait une participation indirecte de 51 %. Par suite du règlement, un gain extraordinaire d'environ 25 millions \$ (20 millions \$ après impôts) a été comptabilisé en 2013. En 2014, la Société a comptabilisé un gain extraordinaire d'environ 3 millions \$ (néant après impôts) pour le produit de règlement additionnel qui est à payer à la Société comme recouvrement intégral de l'incidence fiscale du règlement des questions d'expropriation.

28. 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.

Aux fins de capitalisation, les régimes de retraite doivent faire l'objet d'évaluations actuarielles au moins tous les trois ans pour les filiales canadiennes et caribéennes de Fortis. La plus récente évaluation actuarielle est en date du 31 décembre 2011 pour la Société, Newfoundland Power et FortisOntario; du 1^{er} juillet 2012 pour Algoma Power; du 31 décembre 2012 pour les sociétés FortisBC Energy (régimes des employés non syndiqués), FortisAlberta, FortisBC Electric et Caribbean Utilities; et du 31 décembre 2013 pour les sociétés FortisBC Energy (régime des employés syndiqués).

UNS Energy et Central Hudson réalisent des évaluations actuarielles annuelles, étant donné que leurs exigences 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.

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		2013
	cible en 2014	2014	
Titres de participation	50	49	50
Titres à revenu fixe	46	46	45
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 32, se présentaient comme suit :

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 \$

Juste valeur des actifs des régimes au 31 décembre 2013

(en millions)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Titres de participation	289 \$	546 \$	– \$	835 \$
Titres à revenu fixe	46	701	–	747
Titres immobiliers	–	–	62	62
Trésorerie et autres	2	16	–	18
	337 \$	1 263 \$	62 \$	1 662 \$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

28. Avantages sociaux futurs (suite)

Le tableau suivant présente un rapprochement des variations de la juste valeur des actifs des régimes qui ont été évaluées à l'aide des intrants du niveau 3 pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013.

(en millions)	2014	2013
Solde au début de l'exercice	62 \$	53 \$
Actifs pris en charge à l'acquisition	24	–
Rendement réel des actifs des régimes détenus à la fin de l'exercice	6	7
Achats, ventes et règlements	1	2
Solde à la fin de l'exercice	93 \$	62 \$

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	
	2014	2013	2014	2013
Variation de l'obligation au titre des prestations¹				
Solde au début de l'exercice	1 724 \$	1 132 \$	417 \$	285 \$
Passifs pris en charge par suite d'une acquisition	403	638	83	169
Coûts des services	43	37	11	9
Cotisations des employés	17	14	1	–
Intérêts débiteurs	90	59	21	15
Prestations versées	(101)	(60)	(15)	(9)
Pertes actuarielles (gains actuariels)	335	(99)	27	(55)
(Crédits) coûts liés aux services passés/modifications des régimes	–	(4)	–	2
Incidence de la conversion des devises	93	7	19	1
Solde à la fin de l'exercice ²	2 604 \$	1 724 \$	564 \$	417 \$
Variation de la valeur des actifs des régimes				
Solde au début de l'exercice	1 541 \$	868 \$	121 \$	– \$
Actifs pris en charge par suite d'une acquisition	373	544	13	110
Rendement réel des actifs des régimes	236	124	11	12
Prestations versées	(101)	(60)	(15)	(9)
Cotisations des employés	17	14	1	–
Cotisations de l'employeur	70	44	11	7
Incidence de la conversion des devises	80	7	12	1
Solde à la fin de l'exercice	2 216 \$	1 541 \$	154 \$	121 \$
Situation de capitalisation	(388)\$	(183)\$	(410)\$	(296)\$

¹ 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.

² 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 2 378 millions \$ au 31 décembre 2014 (1 559 millions \$ au 31 décembre 2013).

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Le tableau ci-dessous présente les actifs et les passifs au titre des avantages sociaux futurs et leur classement dans le bilan consolidé.

(en millions)	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2014	2013	2014	2013
Actif				
Actifs des régimes de retraite à prestations déterminées :				
Autres actifs à long terme	6 \$	3 \$	– \$	– \$
Passif				
Passifs des régimes de retraite à prestations déterminées :				
À court terme (note 13)	4	1	–	–
Autres passifs à long terme (note 16)	390	185	–	–
Passifs des régimes d'ACR :				
À court terme (note 13)	–	–	7	6
Autres passifs à long terme (note 16)	–	–	403	290
Passif net	388 \$	183 \$	410 \$	296 \$

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	
	2014	2013	2014	2013
Composantes du coût net au titre des prestations constituées				
Coûts des services	43 \$	37 \$	11 \$	9 \$
Intérêts débiteurs	90	59	21	15
Rendement prévu des actifs des régimes	(106)	(70)	(9)	(4)
Amortissement des pertes actuarielles	32	39	3	8
Amortissement des (crédits) coûts liés aux services passés/modifications des régimes	(1)	1	(3)	(7)
Amortissement de l'obligation transitoire	2	–	(6)	–
Ajustements réglementaires	11	(12)	4	2
Coût net des prestations	71 \$	54 \$	21 \$	23 \$

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 2014 et 2013, 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	
	2014	2013	2014	2013
Pertes actuarielles nettes non amorties	16 \$	8 \$	4 \$	1 \$
Coûts des services passés non amortis	–	–	2	3
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	(5)	(1)	(1)	–
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 20)	11 \$	7 \$	5 \$	4 \$
Pertes actuarielles nettes	513 \$	254 \$	95 \$	69 \$
Crédits liés aux services passés	–	1	(43)	(49)
Montants reportés en raison de mesures prises par les organismes de réglementation	18	55	39	55
	531 \$	310 \$	91 \$	75 \$
Actifs réglementaires (note 7 ii))	531 \$	310 \$	149 \$	130 \$
Passifs réglementaires (note 7 ii))	–	–	(58)	(55)
Actifs réglementaires, montant net	531 \$	310 \$	91 \$	75 \$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

28. Avantages sociaux futurs (suite)

Les tableaux ci-dessous présentent les composantes comptabilisées dans le résultat étendu ou à titre d'actifs réglementaires, qui auraient autrement été comptabilisées dans le résultat étendu.

(en millions)	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2014	2013	2014	2013
Pertes actuarielles nettes (gains actuariels nets) de l'exercice considéré	9 \$	(5)\$	3 \$	(3)\$
(Crédits) coûts liés aux services passés/modifications des régimes	–	–	(1)	2
Amortissement des pertes actuarielles	(1)	(2)	–	–
(Recouvrement) charge d'impôts sur les bénéficiaires	(4)	1	(1)	–
Total comptabilisé dans le résultat étendu	4 \$	(6)\$	1 \$	(1)\$
Actifs pris en charge à l'acquisition	79 \$	143 \$	6 \$	(8)\$
Pertes actuarielles nettes (gains actuariels nets) de l'exercice considéré	197	(150)	23	(60)
Crédits liés aux services passés/modifications des régimes	–	(4)	–	–
Amortissement des pertes actuarielles	(31)	(36)	(5)	(7)
Amortissement des (coûts) crédits liés aux services passés	(1)	(1)	(3)	6
Incidence de la conversion des devises	14	–	(4)	(1)
Ajustements réglementaires	(37)	8	(1)	(3)
Total comptabilisé au titre des actifs réglementaires	221 \$	(40)\$	16 \$	(73)\$

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 les coûts nets au titre des prestations constituées en 2015 à l'égard des régimes de retraite à prestations déterminées.

Des pertes actuarielles nettes de 53 millions \$, des crédits liés aux services passés de 1 million \$ et des ajustements réglementaires de 3 millions \$ devraient être amortis en les sortant des actifs réglementaires pour les inclure dans les coûts nets au titre des prestations constituées en 2015 à l'égard des régimes de retraite à prestations déterminées. Des pertes actuarielles nettes de 4 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 les coûts nets au titre des prestations constituées en 2015 à l'égard des régimes d'ACR.

Principales hypothèses moyennes pondérées

	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2014	2013	2014	2013
Taux d'actualisation au cours de l'exercice (%)	4,81	4,14	4,72	4,20
Taux d'actualisation aux 31 décembre (%)	4,00	4,76	3,95	4,73
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes (%) ¹⁾	6,46	6,29	7,08	7,33
Taux de croissance de la rémunération (%)	3,48	3,60	–	–
Croissance tendancielle du coût des soins de santé aux 31 décembre (%) ²⁾	–	–	4,67	4,69

¹⁾ 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.

²⁾ Le taux tendanciel du coût des soins de santé moyen pondéré projeté pour 2015 est de 7,06 % pour les régimes d'ACR et devrait diminuer au cours des douze prochaines années pour s'établir à 4,67 % d'ici 2026 et demeurer à ce niveau par la suite.

Pour 2014, 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	44 \$	(34)\$
Augmentation (diminution) du coût des services rendus et des intérêts	4	(3)

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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	Paiements au titre des régimes d'ACR
	(en millions)	(en millions)
2015	104 \$	21 \$
2016	108	23
2017	114	24
2018	118	26
2019	124	27
2020 – 2024	705	157

Se reporter à la note 34, qui présente les cotisations prévues de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR. Au cours de 2014, la Société a passé en charges 21 millions \$ (16 millions \$ en 2013) aux fins des régimes de retraite à cotisations déterminées.

29. Acquisitions d'entreprises

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 pratiquement terminé. Fortis a procédé à un placement de débentures convertibles à 4 % d'un capital de 1,8 milliard de dollars. 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. Suivant la réception du dernier versement, le 28 octobre 2014, environ 58,2 millions d'actions ordinaires de Fortis ont été émises à la conversion des débentures convertibles (note 17). 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 19). 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 par des emprunts sur des facilités de crédit, consistant en une facilité de crédit-relais à moyen terme et la facilité de crédit renouvelable de la Société (note 33).

UNS Energy est une société de portefeuille de services publics intégrée verticalement établie à Tucson, en Arizona, qui exploite par l'entremise de ses filiales principales une entreprise réglementée de production d'électricité et de distribution d'énergie, principalement dans l'État de l'Arizona, et qui sert quelque 658 000 clients acheteurs d'électricité et de gaz. UNS Energy a trois sociétés de services publics réglementés : TEP, UNS Electric et UNS Gas. TEP est une entreprise de services publics réglementés d'électricité intégrée verticalement et est la plus importante filiale d'exploitation de UNS Energy. Au 31 décembre 2014, TEP représentait environ 84 % du total des actifs de UNS Energy. La société produit et transporte de l'électricité et en distribue à environ 415 000 clients de détail dans le sud-est de l'Arizona. Le territoire de desserte de TEP s'étend sur 2 991 kilomètres carrés et comprend une population de quelque 1 000 000 d'habitants dans la région métropolitaine du grand Tucson, dans le comté de Pima, ainsi que dans des parties du comté de Cochise. La société a une capacité de production suffisante qui, conjuguée aux contrats d'achat d'électricité existants et aux ajouts prévus provenant de centrales, devrait combler les besoins de sa clientèle et répondre aux besoins futurs prévus pour combler la demande en période de pointe. De plus, TEP vend en gros de l'électricité à d'autres entités dans l'ouest des États-Unis.

UNS Electric est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée verticalement. Au 31 décembre 2014, UNS Electric représentait environ 10 % du total des actifs de UNS Energy. La société produit et transporte de l'électricité et en distribue à environ 93 000 clients de détail dans les comtés de Mohave et de Santa Cruz, en Arizona, qui regroupent une population d'environ 250 000 habitants.

UNS Gas est une société de services publics réglementés de distribution de gaz. Au 31 décembre 2014, UNS Gas représentait environ 6 % du total des actifs de UNS Energy. La société sert environ 150 000 clients de détail dans les comtés de Mohave, Yavapai, Coconino, Navajo et Santa Cruz, en Arizona, qui regroupent une population d'environ 700 000 habitants.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

29. Acquisitions d'entreprises (suite)

UNS Energy (suite)

TEP et UNS Electric possèdent actuellement ou louent des ressources de production ayant une capacité globale de 2 746 MW, y compris 53 MW de capacité de production d'énergie solaire. Plusieurs des actifs de production dans lesquels UNS Energy détient une participation sont détenus en propriété conjointe. Au 1^{er} janvier 2015, environ 48 % de la capacité de production de UNS Energy étaient alimentés au charbon. La stratégie de diversification des ressources énergétiques à long terme de UNS Energy est axée sur la stabilité tarifaire à long terme pour les clients, l'atténuation des incidences environnementales, la conformité avec les exigences réglementaires et la mise à profit de l'infrastructure existante de services publics. TEP réduit à la longue sa dépendance envers la production au charbon en remplaçant une partie de sa production actuelle au charbon par des turbines à gaz à cycle combiné et des installations alimentées à l'énergie renouvelable efficaces, notamment par l'ajout de capacité de production solaire.

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.

Le tableau qui suit résume la répartition provisoire 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 pour 1,0925 \$ CA. Les montants provisoires comptabilisés sont sujets à changement si des renseignements additionnels étaient obtenus sur les faits et circonstances qui existaient à la date d'acquisition.

<i>(en millions)</i>	Total
Contrepartie	2 745 \$
Juste valeur attribuée aux actifs nets :	
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)
	1 138
Trésorerie et équivalents de trésorerie	97
Juste valeur des actifs nets acquis	1 235
Écart d'acquisition (note 12)	1 510 \$

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.

Les charges liées à l'acquisition se sont élevées à environ 25 millions \$ (19 millions \$ après impôts) pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 et ont été comptabilisées dans les autres revenus (charges), montant net, dans l'état des résultats consolidé (note 23). De plus, environ 33 millions \$ (30 millions \$ US) ou 20 millions \$ (18 millions \$ US) après impôts d'avantages offerts aux clients et à la communauté 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 7 *xviii*) et 23).

Données pro forma supplémentaires

L'information financière pro forma non auditée ci-dessous tient compte de l'acquisition de UNS Energy comme si l'opération avait eu lieu au début de 2013. Les données pro forma ne sont présentées qu'à titre informatif et ne sont pas nécessairement représentatives des résultats qui auraient été obtenus si l'acquisition avait eu lieu au début de 2013 ni ne sont nécessairement représentatives des résultats qui pourraient être attendus au cours des périodes futures.

<i>(en millions)</i>	2014	2013
Produits pro forma	6 440 \$	5 576 \$
Bénéfice net pro forma ¹⁾	578	553

¹⁾ Le bénéfice net pro forma exclut toutes les charges liées à l'acquisition après impôts engagées par UNS Energy et la Société (note 23). Un ajustement pro forma a été apporté au bénéfice net pour les exercices présentés afin de refléter les frais financiers après impôts de la Société associés à l'acquisition.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

2013

CH ENERGY GROUP

Le 27 juin 2013, Fortis a fait l'acquisition de la totalité des actions ordinaires en circulation de CH Energy Group au prix de 65,00 \$ US par action ordinaire au comptant, pour un prix d'acquisition global d'environ 1,5 milliard \$ US, y compris la prise en charge d'une dette de 518 millions \$ US à la clôture de l'acquisition. Le prix d'acquisition au comptant net d'environ 1 019 millions \$ (972 millions \$ US) a été financé à l'aide surtout du produit de l'émission de 18,5 millions d'actions ordinaires de Fortis effectuée par suite de la conversion des reçus de souscription au moment de la clôture de l'acquisition pour un produit d'environ 567 millions \$, déduction faite des frais après impôts (note 17), et d'un placement de billets non garantis d'un capital de 325 millions \$ US par la Société (note 14).

CH Energy Group est une société de distribution d'énergie ayant son siège social à Poughkeepsie, dans l'État de New York. Sa principale société, Central Hudson, fournit des services publics réglementés de transport et de distribution d'énergie à approximativement 300 000 consommateurs d'électricité et 77 000 consommateurs de gaz naturel dans huit comtés de la région médiane de la vallée de l'Hudson, dans l'État de New York. Central Hudson, qui représentait environ 93 % du total de l'actif de CH Energy Group, est soumise à la réglementation de la PSC en vertu d'un modèle traditionnel au coût du service (note 2). Le calcul des produits et du bénéfice est fondé sur un taux de rendement réglementé appliqué aux valeurs historiques, qui ne changent pas par suite d'un changement de propriétaire. Aucun rajustement de juste valeur n'a été comptabilisé relativement aux actifs nets acquis puisque tous les avantages économiques et toutes les obligations qui leur sont liés et qui excèdent les taux de rendement réglementaires sont transférés à la clientèle.

Les actifs nets non réglementés acquis se rapportaient principalement à Griffith, qui est surtout une entreprise de livraison de combustible. La juste valeur se rapproche de la valeur comptable, sauf en ce qui concerne les actifs incorporels associés aux relations avec la clientèle de Griffith. Griffith a été vendue en mars 2014, et cette vente a entraîné un ajustement de 3 millions \$ de la répartition du prix d'acquisition, y compris une augmentation de 3 millions \$ du montant imputé aux actifs incorporels et une réduction compensatoire de l'écart d'acquisition (notes 12 et 26).

Le tableau qui suit résume la répartition finale de la contrepartie entre les actifs et les passifs acquis au 27 juin 2013 selon leur juste valeur, en utilisant un taux de change de 1,00 \$ US pour 1,0484 \$ CA. Le montant du prix d'acquisition attribué à l'écart d'acquisition est entièrement associé aux activités réglementées de distribution d'électricité et de gaz naturel de Central Hudson.

<i>(en millions)</i>	Total
Contrepartie	1 019 \$
Juste valeur attribuée aux actifs nets :	
Actifs à court terme	215
Actifs réglementaires à long terme	235
Immobilisations de services publics	1 283
Immobilisations autres que de services publics	11
Actifs incorporels	56
Autres actifs à long terme	33
Passifs à court terme	(133)
Emprunts à court terme pris en charge	(39)
Dette à long terme prise en charge (y compris la tranche à court terme)	(543)
Passifs réglementaires à long terme	(123)
Autres passifs à long terme	(468)
	527
Trésorerie et équivalents de trésorerie	19
Juste valeur des actifs nets acquis	546
Écart d'acquisition (note 12)	473 \$

L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition, d'après laquelle les résultats financiers de l'entreprise acquise ont été inclus dans les états financiers consolidés de Fortis à compter du 27 juin 2013.

En 2013, des charges liées aux acquisitions d'environ 9 millions \$ (6 millions \$ après impôts) ont été comptabilisées dans les autres revenus (charges), montant net, dans l'état des résultats consolidé (note 23). De plus, environ 41 millions \$ (40 millions \$ US) ou 26 millions \$ (26 millions \$ US) après impôts d'avantages revenant aux clients et aux communautés afin d'obtenir l'approbation réglementaire aux fins de l'acquisition ont été passés en charges, comme l'a autorisé la PSC, et ont également été comptabilisés dans les autres revenus (charges), montant net, dans l'état des résultats consolidé (notes 7 xviii) et 23).

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

29. Acquisitions d'entreprises (suite)

ACTIFS DE L'ENTREPRISE DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ DE LA VILLE DE KELOWNA

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

L'acquisition a été approuvée en mars 2013 par la BCUC qui a autorisé qu'un montant d'environ 38 millions \$ du prix de l'acquisition soit intégré à la base tarifaire de FortisBC Electric. Selon cette décision réglementaire, la valeur comptable des actifs acquis a été désignée comme juste valeur dans la répartition du prix d'acquisition. FortisBC Electric est régie selon une réglementation au coût du service au moyen de mécanismes de TAR, et le calcul de ses produits et de son bénéfice est fondé sur un taux de rendement réglementé appliqué aux valeurs historiques, qui ne changent pas par suite d'un changement de propriétaire. Par conséquent, aux fins d'établissement de la juste valeur des actifs à la date d'acquisition, la juste valeur se rapproche de la valeur comptable. Aucun rajustement de juste valeur n'a été comptabilisé relativement aux actifs acquis puisque tous les avantages économiques et toutes les obligations qui leur sont liés et qui excèdent les taux de rendement réglementaires sont transférés à la clientèle.

Le tableau qui suit résume la répartition du prix d'acquisition entre les actifs acquis à la date d'acquisition selon leur juste valeur.

(en millions)

	Total
Contrepartie	55 \$
Juste valeur attribuée aux actifs :	
Immobilisations de services publics	38
Actif d'impôts reportés à long terme	3
Juste valeur des actifs acquis	41
Écart d'acquisition (note 12)	14 \$

L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition, d'après laquelle les résultats financiers de l'entreprise acquise ont été inclus dans les états financiers consolidés de Fortis à compter de mars 2013.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

30. Information sectorielle

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

Exercice clos le 31 décembre 2014 (en millions \$)	ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS								ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES					
	États-Unis			Canada					Électricité dans les Caraïbes	Autres que de services publics	Siège social et autres	Éliminations inter- sectorielles	Total	
	Électricité et gaz		Gaz	Électricité										
	UNS Energy	Central Hudson		FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric	Est du Canada							
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	5 849	2 174	8 023	4 876	3 257	1 812	2 174	12 119	810	961	696	727	(440)	22 896
Total de l'actif	7 452	2 697	10 149	5 789	3 484	2 047	2 241	13 561	974	961	696	727	(440)	26 628
Dépenses en immobilisations brutes	444	126	570	332	348	92	166	938	71	102	38	6	–	1 725
Exercice clos le 31 décembre 2013 (en millions \$)														
Produits d'exploitation	–	335	335	1 378	475	317	975	3 145	290	35	248	26	(32)	4 047
Coûts de l'approvisionnement énergétique	–	116	116	600	–	84	638	1 322	179	1	–	–	(1)	1 617
Charges d'exploitation	–	148	148	295	161	84	131	671	33	10	170	13	(8)	1 037
Amortissement	–	21	21	180	150	49	77	456	35	5	22	2	–	541
Bénéfice (perte) d'exploitation	–	50	50	303	164	100	129	696	43	19	56	11	(23)	852
Autres revenus (charges), montant net	–	2	2	3	4	1	4	12	2	1	(1)	(45)	(2)	(31)
Frais financiers	–	16	16	142	73	39	56	310	13	1	26	48	(25)	389
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	–	13	13	36	1	12	2	51	–	–	11	(43)	–	32
Bénéfice net (perte nette) tiré(e) des activités poursuivies	–	23	23	128	94	50	75	347	32	19	18	(39)	–	400
Bénéfice tiré des activités abandonnées, après impôts	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Gain extraordinaire, après impôts	–	–	–	–	–	–	–	–	–	20	–	–	–	20
Bénéfice net (perte nette)	–	23	23	128	94	50	75	347	32	39	18	(39)	–	420
Participations ne donnant pas le contrôle	–	–	–	1	–	–	–	1	9	–	–	–	–	10
Dividendes sur actions privilégiées	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	57	–	57
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	–	23	23	127	94	50	75	346	23	39	18	(96)	–	353
Écart d'acquisition	–	483	483	913	227	235	67	1 442	150	–	–	–	–	2 075
Actifs identifiables	–	1 770	1 770	4 618	3 061	1 764	2 099	11 542	694	873	801	636	(483)	15 833
Total de l'actif	–	2 253	2 253	5 531	3 288	1 999	2 166	12 984	844	873	801	636	(483)	17 908
Dépenses en immobilisations brutes	–	57	57	215	429	69	148	861	52	146	46	13	–	1 175

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

30. 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)	2014	2013
Ventes des entreprises de services publics d'électricité dans l'est du Canada aux activités autres que de services publics	6 \$	5 \$
Ventes de Fortis Generation aux autres entreprises de services publics d'électricité dans l'est du Canada	2	1
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	4
Du siège social aux activités autres que de services publics	22	18

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

Actifs sectoriels importants entre parties liées

(en millions)	2014	2013
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 dans les Caraïbes	–	85
Du siège social aux activités autres que de services publics	402	366
Autres actifs intersectoriels	18	12
Total des éliminations intersectorielles	440 \$	483 \$

31. Informations supplémentaires sur les états des flux de trésorerie consolidés

(en millions)	2014	2013
Sommes versées :		
Intérêts	538 \$	411 \$
Impôts sur les bénéfices	83	57
Variation du fonds de roulement lié à l'exploitation hors trésorerie :		
Débiteurs et autres actifs à court terme	53 \$	(44) \$
Charges payées d'avance	2	(13)
Stocks	(11)	7
Actifs réglementaires – tranche à court terme	(16)	73
Créditeurs et autres passifs à court terme	(123)	(96)
Passifs réglementaires – tranche à court terme	(29)	28
	(124) \$	(45) \$
Activités d'investissement et de financement hors trésorerie :		
Dividendes sur actions ordinaires réinvestis	81 \$	70 \$
Conversion des débetures convertibles en actions ordinaires (note 17)	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	200	107
Apports sous forme d'aide à la construction compris dans les actifs à court terme	7	16
Exercice d'options sur actions contre des actions ordinaires	5	1

32. 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 prix cotés 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 accords-cadres de compensation et des garanties.

(en millions)	Hiérarchie des justes valeurs	Aux 31 décembre	
		2014	2013
Actif			
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{1, 2}	Niveau 3	3 \$	10 \$
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ^{1, 2}	Niveau 3	1	–
Autres investissements ³	Niveaux 1/2	36	6
Total des actifs bruts		40	16
Moins : Compensation de soldes de contreparties présentés au montant brut aux bilans ⁴		(3)	–
Total des actifs bruts		37 \$	16 \$
Passif			
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{1, 2, 5}	Niveaux 1/2/3	72 \$	15 \$
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ^{1, 2}	Niveau 3	1	–
Contrats d'énergie – couvertures de flux de trésorerie ^{2, 6}	Niveau 3	1	–
Swaps de taux d'intérêt – couvertures de flux de trésorerie ⁶	Niveau 2	5	–
Total du passif, montant brut		79	15
Moins : Compensation de soldes de contreparties présentés au montant brut aux bilans ⁴		(3)	–
Total du passif, montant net		76 \$	15 \$

¹⁾ 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 d'énergie à long terme.

²⁾ 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 d'énergie à long terme.

³⁾ Inclus dans les autres actifs à long terme inscrits dans le bilan consolidé et comprend 5 millions \$ – niveau 1 et 31 millions \$ – niveau 2 (6 millions \$ – niveau 1 en 2013).

⁴⁾ Certains contrats d'énergie font l'objet d'accords-cadres de compensation exécutoires pour atténuer le risque de crédit et sont compensés s'il existe une intention et un droit légal de compensation.

⁵⁾ Comprend 2 millions \$ – niveau 1, 35 millions \$ – niveau 2 et 35 millions \$ – niveau 3 (15 millions \$ – niveau 2 en 2013).

⁶⁾ 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 les bénéfices.

Instruments dérivés

De façon générale, la Société limite l'utilisation des instruments dérivés à ceux qui peuvent servir de couvertures comptables, de couvertures économiques ou de couvertures de flux de trésorerie. La Société est tenue de comptabiliser à la juste valeur tous les instruments dérivés, sauf ceux qui sont admissibles à l'exception relative aux achats et aux ventes dans le cours normal des affaires. Les 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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

32. Évaluations à la juste valeur et instruments financiers (suite)

Instruments dérivés (suite)

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, les pertes de transport et des pertes en ligne. La juste valeur des swaps et 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.

Les sociétés FortisBS Energy emploient des swaps et contrats d'options sur gaz et 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 2014, 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 et ces gains latents auraient autrement été comptabilisés à titre de bénéfices. Au 31 décembre 2014, des pertes latentes de 69 millions \$ (15 millions \$ au 31 décembre 2013) ont été comptabilisées à titre d'actifs réglementaires à court terme et aucun gain latent n'a été comptabilisé à titre de passifs réglementaires (10 millions \$ au 31 décembre 2013) (note 7 vii)).

Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire

De temps à autre, UNS Energy conclut avec des clients de gros des contrats à terme à long terme qui sont admissibles comme instruments dérivés. La juste valeur des contrats de vente d'électricité est calculée en utilisant des variables de marché observables, le prix régional de l'électricité et celui du gaz, ainsi que le ratio des deux, et les coûts thermiques courants sur le marché. Les gains latents et pertes latentes sur ces instruments dérivés sont comptabilisés dans les bénéfices, puisqu'ils ne peuvent faire l'objet d'un report réglementaire. En décembre 2014, TEP a conclu un contrat d'options de vente de trois ans, et les gains latents de moins de 1 million \$ associés à ce contrat ont été comptabilisés en 2014.

Couvertures de flux de trésorerie

UNS Energy détient des swaps de taux d'intérêt, venant à échéance en 2020, afin de réduire son exposition à la volatilité des taux d'intérêt variables sur la dette, et un swap d'achat d'électricité, venant à échéance 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 dans les bénéfices à mesure qu'ils sont réalisés. La perte qui devrait être reclassée dans les bénéfices au cours des douze prochains mois est estimée à environ 3 millions \$.

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.

Volume des activités liées aux dérivés

Au 31 décembre 2014, les volumes notionnels des dérivés sur électricité et sur gaz naturel devant être réglés étaient les suivants :

Volume	Échéance (Année)	Contrats (N ^{bre})	2015	2016	2017
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire :					
Swaps sur électricité (GWh)	2017	7	1 200	659	219
Contrats d'achat d'électricité (GWh)	2017	33	1 206	457	145
Swaps et contrats d'options sur gaz (PJ)	2017	188	49	9	4
Primes liées aux contrats d'achat de gaz (PJ)	2015	54	75	–	–
Contrats d'énergie non assujettis au reports réglementaire :					
Contrats de vente d'électricité à long terme (GWh)	2017	1	536	586	634
Contrats d'énergie – couvertures de flux de trésorerie (GWh)	2015	1	59	–	–

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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)	31 décembre 2014		31 décembre 2013	
	Valeur comptable	Juste valeur estimative	Valeur comptable	Juste valeur estimative
(en millions)				
Autre actif à long terme – Belize Electricity ¹	116 \$	s. o. \$ ²	108 \$	s. o. \$ ²
Dette à long terme, y compris la tranche à court terme ³	(10 501)	(12 237)	(7 204)	(8 084)
Billet de la société Waneta ⁴	(53)	(56)	(50)	(50)

¹⁾ Inclus dans les autres actifs à long terme dans le bilan consolidé (note 8).

²⁾ L'investissement exproprié de la Société dans Belize Electricity est comptabilisé à la valeur comptable, y compris l'effet de change. Le montant réel du dédommagement que le gouvernement du Belize peut verser à Fortis ne peut pas être déterminé à l'heure actuelle (notes 33 et 35).

³⁾ Les débiteures non garanties de la Société d'un capital de 200 millions \$ échéant en 2039 et les emprunts consolidés sur les facilités de crédit classés dans la dette à long terme de 1 096 millions \$ (313 millions \$ au 31 décembre 2013) 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.

⁴⁾ Inclus dans les autres passifs à long terme dans le bilan consolidé (note 16).

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.

33. 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 2014, l'exposition brute de FortisAlberta au risque de crédit s'établissait à environ 111 millions \$, soit la valeur projetée de la facturation aux détaillants sur une période de 37 jours. La société a ramené son exposition à 2 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 les sociétés 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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

33. Gestion des risques financiers (suite)

Risque de crédit (suite)

La Société est exposée au risque de crédit associé au montant et au calendrier du dédommagement à la juste valeur que Fortis est en droit de recevoir du gouvernement du Belize à la suite de l'expropriation par ce dernier de l'investissement de la Société dans Belize Electricity le 20 juin 2011. Au 31 décembre 2014, la Société avait un autre actif à long terme de 116 millions \$ (108 millions \$ au 31 décembre 2013), y compris l'effet de change, constaté dans le bilan consolidé et lié à l'investissement exproprié dans Belize Electricity (notes 8, 32 et 35).

Risque d'illiquidité

La situation financière consolidée de la Société pourrait s'en ressentir si cette dernière ou une de ses filiales d'exploitation ne réussissaient pas à obtenir à des conditions économiques des fonds suffisants pour, entre autres, financer les dépenses en immobilisations et rembourser la dette au fur et à mesure des échéances. La capacité d'obtenir des fonds suffisants à des conditions économiques dépend de nombreux facteurs, y compris les résultats d'exploitation consolidés et la situation financière consolidée de la Société et de ses filiales, la situation des marchés financiers et du crédit bancaire, les notes attribuées par les agences de notation et la conjoncture économique générale.

Afin d'atténuer le risque d'illiquidité, la Société et ses entreprises de services publics réglementés les plus importantes ont obtenu des facilités de crédit confirmées afin de maintenir le financement à court terme des dépenses en immobilisations et des besoins saisonniers de fonds de roulement.

La facilité de crédit confirmée de 1 milliard \$ de la Société est disponible pour le financement provisoire des acquisitions et pour les besoins généraux de la Société. 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 2014, les échéances moyennes annuelles consolidées de la dette à long terme et les remboursements au cours des cinq prochains exercices devraient être d'environ 240 millions \$, exclusion faite des emprunts sur la facilité de crédit à long terme. 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 2014, la Société et ses filiales disposaient de facilités de crédit consolidées d'environ 3,9 milliards \$, dont 2,2 milliards \$ environ étaient inutilisés, y compris une tranche inutilisée de 509 millions \$ de la facilité de crédit renouvelable confirmée de 1 milliard \$ de la Société. Les facilités de crédit sont pour la plupart conclues auprès des sept plus grandes banques canadiennes, aucune banque ne détenant plus de 20 % de ces facilités. Une tranche d'environ 3,7 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités confirmées qui viennent à échéance entre 2015 et 2019.

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

(en millions)	Entreprises de services publics réglementés	Activités non réglementées	Siège social et autres	Total au 31 décembre 2014	Total au 31 décembre 2013
Total des facilités de crédit	2 248 \$	12 \$	1 594 \$	3 854 \$	2 695 \$
Facilités de crédit utilisées :					
Emprunts à court terme ¹	(325)	(5)	–	(330)	(160)
Dette à long terme (note 14) ²	(258)	–	(838)	(1 096)	(313)
Lettres de crédit en cours	(161)	–	(31)	(192)	(66)
Facilités de crédit inutilisées	1 504 \$	7 \$	725 \$	2 236 \$	2 156 \$

¹ Le taux d'intérêt moyen pondéré des emprunts à court terme était d'environ 1,3 % au 31 décembre 2014 (1,3 % au 31 décembre 2013).

² Au 31 décembre 2014, 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 237 millions \$ (43 millions \$ au 31 décembre 2013). Le taux d'intérêt moyen pondéré des emprunts sur la facilité de crédit classés dans la dette à long terme était d'environ 1,8 % au 31 décembre 2014 (1,8 % au 31 décembre 2013).

Aux 31 décembre 2014 et 2013, certains emprunts sur les facilités de crédit de la Société et de ses filiales étaient classés dans la dette à long terme. Ces emprunts ont été effectués sur les facilités de crédit confirmées à long terme, et la direction se propose de les refinancer au moyen d'un financement permanent à long terme au cours des périodes à venir.

Entreprises de services publics réglementés

Les entreprises de services publics UNS ont un total de 370 millions \$ US (429 millions \$) en facilités de crédit renouvelables confirmées non garanties, dont une tranche de 300 millions \$ US (348 millions \$) vient à échéance en novembre 2016 et la tranche résiduelle de 70 millions \$ US (81 millions \$) vient à échéance en novembre 2015. Les entreprises de services publics UNS ont en outre un engagement d'emprunt à terme de 130 millions \$ US (151 millions \$) et une facilité de lettre de crédit de 82 millions \$ US (95 millions \$), venant à échéance respectivement en novembre 2015 et 2016.

Central Hudson a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 150 millions \$ US (174 millions \$) venant à échéance en octobre 2016, qui peut être utilisée pour financer les dépenses en immobilisations et qui peut servir aux besoins généraux de la société.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

FEI a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 500 millions \$ venant à échéance en août 2016 et une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 200 millions \$ venant à échéance en décembre 2015. Ces facilités sont utilisées pour financer les besoins de fonds de roulement et les dépenses en immobilisations et peuvent 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 2019, 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 \$, dont une tranche de 50 millions \$ vient à échéance en avril 2015 et la tranche résiduelle de 100 millions \$ vient à échéance en mai 2017. 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 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 2015.

Caribbean Utilities a des facilités de crédit non garanties d'environ 47 millions \$ US (54 millions \$). Fortis Turks and Caicos a des facilités de crédit à vue non garanties à court terme de 26 millions \$ US (30 millions \$), venant à échéance en septembre 2015.

Activités non réglementées – autres que de services publics

Fortis Properties a une facilité de crédit à vue renouvelable garantie de 12 millions \$ qui peut être utilisée pour les besoins généraux de la société.

Siège social et autres

Fortis a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 1 milliard \$ venant à échéance en juillet 2018, qui peut servir aux besoins généraux de la Société; une facilité de crédit-relais à moyen terme de 273 millions \$ garantie pour financer initialement une tranche de l'acquisition de UNS Energy, venant à échéance en août 2016; et une facilité de lettre de crédit de 30 millions \$ venant à échéance en janvier 2016.

UNS Energy Corporation a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 125 millions \$ US (145 millions \$), échéant en novembre 2016.

CH Energy Group a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 100 millions \$ US (116 millions \$) échéant en octobre 2015 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 2015, 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 2014, les notes de crédit de la Société se présentaient comme suit :

Standard & Poor's (« S&P »)	A- / stable (titres de créance à long terme et non garantis de la Société)
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 de faibles niveaux d'endettement en ce qui a trait à la société de portefeuille. En octobre 2014, après la conclusion du financement par titres de capitaux propres associé à l'acquisition de UNS Energy, S&P a confirmé la note de crédit de la Société et révisé la perspective à stable. De même, en décembre 2014, DBRS a confirmé la note de crédit de la Société avec une perspective stable.

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, BECOL et FortisUS Energy est le dollar américain.

Au 31 décembre 2014, la dette à long terme de 1 496 millions \$ US (1 033 millions \$ US au 31 décembre 2013) de la Société était désignée comme couverture efficace des investissements nets de la Société dans des établissements étrangers. Au 31 décembre 2014, la Société avait des investissements nets dans des établissements étrangers d'environ 2 762 millions \$ US (560 millions \$ US au 31 décembre 2013) non encore couverts. Les investissements nets de la Société dans des établissements étrangers libellés en dollars américains au 31 décembre 2014 ont considérablement souffert de l'acquisition de UNS Energy, qui a été financée principalement par des débetures convertibles et des actions privilégiées libellées en dollars canadiens. 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, 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, dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

33. Gestion des risques financiers (suite)

Risque de marché (suite)

Risque de change (suite)

Par suite de l'acquisition de UNS Energy, 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. 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 = 1,16 \$ CA au 31 décembre 2014 se traduirait par une variation à la hausse ou à la baisse du résultat 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.

Avec prise d'effet le 20 juin 2011, l'actif de la Société associé à son investissement exproprié dans Belize Electricity (notes 8, 32 et 35) n'est plus admissible à la comptabilité de couverture étant donné que Belize Electricity n'est plus une filiale étrangère de Fortis. Par conséquent, les gains et les pertes de change à la conversion de l'autre actif à long terme associé à Belize Electricity sont comptabilisés en résultat. En 2014, la Société a comptabilisé en résultat un gain de change d'environ 8 millions \$ (6 millions \$ en 2013) (note 23).

Risque de taux d'intérêt

La Société et la majorité de ses filiales sont exposées au risque de taux d'intérêt lié aux emprunts sur les facilités de crédit à taux variables et au refinancement de la dette à long terme. La Société et ses filiales peuvent conclure des swaps de taux d'intérêt afin de réduire ce risque (notes 14 et 15).

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 du prix du marché du gaz naturel, du prix de l'électricité achetée et du prix du charbon acheté. 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. Les sociétés FortisBC Energy sont exposées au risque lié au prix des produits de base en raison des variations du prix du marché du gaz naturel. Ce risque a été réduit 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, le prix d'achat de l'électricité et le prix d'achat du charbon. 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 32).

34. Engagements

Au 31 décembre 2014, 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 14 et 15, 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	8 838	497	475	449	444	432	6 541
Obligations d'achat d'énergie renouvelable ¹	1 031	59	59	59	59	59	736
Contrats à long terme – UNS Energy ²	929	121	122	117	85	83	401
Obligations d'achat d'énergie ³	891	243	161	128	101	76	182
Coût en capital ⁴	518	19	22	19	21	19	418
Obligations d'achat de gaz ⁵	314	235	20	16	11	9	23
Contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable ⁶	146	11	11	11	11	11	91
Acquisition des installations communes de Springerville ⁷	123	–	–	44	–	–	79
Cotisations de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées ⁸	182	77	36	7	8	8	46
Obligations liées aux contrats de location-exploitation ⁹	152	11	10	9	8	8	106
Billet de la société Waneta ¹⁰	72	–	–	–	–	–	72
Ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés ¹¹	53	3	3	3	3	3	38
Autres ¹²	72	12	11	10	–	3	36
Total	13 321	1 288	930	872	751	711	8 769

- ¹⁾ UNS Energy est partie à des contrats d'achat d'énergie renouvelable à long terme d'une durée de 20 ans, totalisant environ 888 millions \$ US au 31 décembre 2014, lesquels exigent que UNS Energy achète la totalité de la production de certaines centrales de production d'énergie renouvelable qui ont commencé leur exploitation commerciale. Ces contrats viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2034. UNS Energy est partie à d'autres contrats d'achat d'énergie renouvelable à long terme pour respecter les exigences de la norme 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.
- ²⁾ 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 510 millions \$ US, 215 millions \$ US et 75 millions \$ US au 31 décembre 2014. 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.
- ³⁾ Les obligations d'achat d'énergie se rapportent à divers contrats d'achat d'énergie de certaines filiales de la Société, principalement Central Hudson, FortisBC Electric et FortisOntario, avec des obligations totalisant respectivement 162 millions \$ US, 311 millions \$ et 259 millions \$.

Central Hudson

Central Hudson respecte ses obligations relatives à la capacité et à l'électricité au moyen de contrats conclus avec des fournisseurs de capacité et d'énergie, d'achats sur les marchés d'énergie et de capacité du New York Independent System Operator et de sa propre capacité de production. En 2014, Central Hudson a conclu deux contrats d'achat d'électricité sur une base conditionnelle par unité à des prix déterminés de décembre 2014 à mars 2015. Ces contrats ont remplacé les contrats existant à la fin de 2013.

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 91 millions \$ US restant au 31 décembre 2014. En novembre 2013, Central Hudson a conclu un contrat visant l'achat de 200 MW de capacité installée de mai 2014 à avril 2017, avec des engagements d'achat d'environ 34 millions \$ US restant au 31 décembre 2014.

FortisBC Electric

Les obligations d'achat d'énergie de FortisBC Electric comprennent principalement un CAÉ avec BC Hydro pour l'achat annuel de capacité pouvant atteindre 200 MW et de l'énergie associée pouvant atteindre 1 752 GWh sur une durée de 20 ans à compter d'octobre 2013. Ce CAÉ a été approuvé par la BCUC en mai 2014 et est entré en vigueur en juillet 2014. La capacité et l'énergie qui seront achetées en vertu de ce contrat ne visent pas une centrale particulière.

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

FortisBC Electric est aussi partie à divers contrats pour des achats d'énergie et de capacité à prix fixe jusqu'en 2017. Les achats aux termes de ces contrats ne visent pas une centrale particulière, et la production achetée ne constitue pas une partie importante de la production d'une centrale particulière.

FortisOntario

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

- ⁴⁾ Maritime Electric a droit à environ 4,55 % de la production de la centrale nucléaire Point Lepreau de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick pendant la durée de vie de la centrale. En contrepartie de sa participation, Maritime Electric doit payer sa part du coût en capital et des coûts d'exploitation de la centrale.
- ⁵⁾ Les obligations d'achat de gaz se rapportent à divers contrats d'achat de gaz de certaines filiales de la Société, principalement FortisBC Energy et Central Hudson. Les obligations des sociétés FortisBC Energy comprennent les paiements bruts au comptant liés aux dérivés sur gaz naturel (note 32) et se fondent sur les prix du marché au 31 décembre 2014. Pour Central Hudson, les obligations sont basées sur les tarifs, les taux négociés et les prix du marché au 31 décembre 2014.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

34. Engagements (suite)

- ⁶⁾ UNS Energy est partie à des contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable totalisant environ 126 millions \$ US au 31 décembre 2014, en vue d'acheter les attributions environnementales auprès de 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.
- ⁷⁾ UNS Energy s'est engagée à exercer son option d'achat à prix fixe en vue d'acheter une participation indivise de 50 % dans l'obligation 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 15).
- ⁸⁾ Les cotisations de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées consolidées incluent les montants pour services rendus au cours de la période et pour la solvabilité ainsi que les cotisations de capitalisation spéciale. Les cotisations sont fondées sur des estimations provenant des plus récentes évaluations actuarielles terminées. Par conséquent, les cotisations réelles de capitalisation des régimes de retraite pourraient être plus élevées que ces estimations, une fois que seront terminées les prochaines évaluations actuarielles aux fins de capitalisation (note 28).
- ⁹⁾ 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.
- ¹⁰⁾ Le remboursement devrait être effectué en 2020 et se rapporte à certains actifs incorporels et coûts de conception de projet acquis d'une société affiliée à CPC/CBT relatifs à la construction de l'Expansion Waneta. Le montant est présenté d'après des flux de trésorerie bruts. Le billet a été comptabilisé dans les autres passifs à long terme, selon sa valeur actuelle nette actualisée de 53 millions \$ au 31 décembre 2014 (note 16).
- ¹¹⁾ FortisAlberta et une entreprise albertaine de services de transport d'électricité ont signé une convention d'interconnexion du réseau de transport de cette entreprise et du réseau de distribution de FortisAlberta, ainsi que des contrats de service afin d'assurer des efficacités opérationnelles par une exploitation coordonnée. Les modalités d'expiration de la convention d'interconnexion prévoient qu'elle demeurera en vigueur jusqu'à ce que FortisAlberta ne soit plus connectée à ce réseau de transport. En raison de la durée indéfinie de cette convention, le calcul des paiements futurs après 2019 comprend des paiements jusqu'à la fin d'une période de 20 ans; toutefois, les paiements en vertu de la convention peuvent continuer indéfiniment.
- ¹²⁾ Les autres obligations contractuelles se rapportent à divers engagements conclus par la Société et ses filiales, y compris les obligations au titre du régime d'unités d'actions liées au rendement et du régime d'unités d'actions à dividende différé 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 2,2 milliards \$ en 2015. Au cours des cinq exercices de 2015 à 2019, 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.

En 2014, Caribbean Utilities a renouvelé ses 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 30 millions de gallons impériaux pour 2015.

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 1 363 millions \$ au 31 décembre 2014, ont été exclus du tableau des engagements, étant donné que le calendrier final de règlement de nombreux passifs est assujéti à une autre décision réglementaire. La nature et le montant des passifs réglementaires à long terme sont présentés en détail à la note 7.

35. Actifs expropriés

Le 20 juin 2011, le gouvernement du Belize a adopté des dispositions législatives menant à l'expropriation de l'investissement de la Société dans Belize Electricity. Compte tenu de la privation du contrôle sur les activités de l'entreprise, la Société a cessé de comptabiliser les résultats financiers de Belize Electricity selon la méthode de la consolidation, en date du 20 juin 2011, et a classé la valeur comptable, y compris l'effet de change, de son investissement exproprié à titre d'autre actif à long terme dans le bilan consolidé.

En octobre 2011, Fortis a intenté une action auprès de la Cour suprême du Belize pour contester la constitutionnalité de l'expropriation de l'investissement de la Société dans Belize Electricity. En juillet 2012, la Cour suprême du Belize a rejeté la demande de la Société déposée en octobre 2011. En juillet 2012 également, Fortis a interjeté appel du jugement de la cour de première instance à la Cour d'appel du Belize. L'appel a été entendu en octobre 2012 et une décision a été rendue par la Cour d'appel du Belize en mai 2014. Les deux juges béliziens ont tranché en faveur du gouvernement du Belize. Toutefois, le troisième juge a émis une opinion fortement dissidente, en venant à la conclusion que l'expropriation était contraire à la constitution du Belize. La décision a été portée en appel en juin 2014 devant la Cour de justice des Caraïbes, la plus haute cour d'appel pouvant être saisie des jugements rendus au Belize. Fortis a déposé sa demande écrite pour interjeter appel en octobre 2014. Cette poursuite a été entendue devant la Cour de justice des Caraïbes en décembre 2014 et en janvier 2015, et à l'heure actuelle on ne sait pas à quel moment un jugement sera rendu.

Fortis croit que son appel est solide pour faire valoir l'inconstitutionnalité de l'expropriation. Il existe toutefois une possibilité que l'issue du litige soit défavorable à la Société et que le montant du dédommagement qui sera versé à Fortis soit inférieur à la valeur comptable de l'investissement exproprié dans Belize Electricity. Au 31 décembre 2014, la valeur comptable des actifs expropriés s'établissait à 116 millions \$, y compris l'effet de change (108 millions \$ au 31 décembre 2013). Si l'expropriation est jugée inconstitutionnelle, la nature du dédommagement qui pourrait être accordé à Fortis ne peut être établie à l'heure actuelle. Il pourrait s'agir par exemple : i) de l'ordonnance de rendre les actions à Fortis ou de verser des dommages-intérêts; ou ii) de l'ordonnance d'un dédommagement à verser à Fortis en raison de l'inconstitutionnalité de l'expropriation de son investissement ou de l'octroi de dommages-intérêts. D'après les informations disponibles actuellement, l'actif à long terme de 116 millions \$ n'était pas réputé avoir subi de dépréciation au 31 décembre 2014. Fortis continuera de le soumettre à un test de dépréciation à chaque période financière, d'après son appréciation de l'issue des procédures judiciaires ou du règlement négocié d'un dédommagement.

36. Passifs éventuels

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

Voici une description de la nature des 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 (la « plainte auprès de la FERC »), alléguant le refus de TEP d'acheminer l'électricité et l'énergie des propriétaires tiers de la manière spécifiée dans la convention de soutien 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 du 1^{er} janvier 2015 au prix spécifié par les propriétaires tiers. En décembre 2014, TEP a déposé une réponse à la plainte auprès de la FERC, niant les allégations et demandant à la FERC de rejeter la plainte.

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 »), alléguant entre autres : que TEP a refusé de respecter les instructions des propriétaires tiers demandant de programmer leur quote-part d'électricité et d'énergie; que TEP n'avait pas respecté leurs instructions de spécifier le niveau de combustible et les services de manutention de combustible; 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; que TEP a refusé d'acheminer l'électricité et l'énergie de la manière exigée, comme indiqué dans la plainte auprès de la FERC; et que TEP a manqué à ses obligations de fiduciaire alléguées envers les propriétaires tiers. La poursuite de New York vise à obtenir des jugements déclaratoires, une injonction, des dommages-intérêts dont le montant sera déterminé au procès et le paiement des honoraires et débours des propriétaires tiers.

En décembre 2014, Wilmington Trust Company, à titre de fiduciaires propriétaires et créanciers en vertu des contrats de location des propriétaires tiers, a envoyé un avis à TEP dans lequel il est prétendu que TEP a manqué à ses obligations définies aux contrats de location avec les propriétaires tiers. Selon l'avis, les fiduciaires propriétaires, en tant que créanciers, exercent leurs droits de rendre inactive leur participation indivise et réclament à TEP de payer, le 1^{er} janvier 2015, des dommages-intérêts totalisant environ 71 millions \$ US. Dans une lettre adressée à Wilmington Trust Company en décembre 2014, TEP nie les allégations contenues dans l'avis. En janvier 2015, Wilmington Trust Company a envoyé un deuxième avis à TEP dans lequel il est prétendu que TEP a manqué à ses obligations définies aux contrats de location avec les propriétaires tiers en ne remédiant pas aux manquements allégués dans le premier avis. Le deuxième avis a réitéré la réclamation à TEP de dommages-intérêts totalisant environ 71 millions \$ US. Dans une lettre adressée à Wilmington Trust Company, TEP a nié les allégations contenues dans le deuxième avis.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

36. Passifs éventuels (suite)

UNS Energy (suite)

Unité 1 de Springerville (suite)

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 de l'injonction présentée sollicitée, TEP ne peut estimer l'ordre de grandeur de toute perte éventuelle à l'heure actuelle; par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés. TEP a l'intention de se défendre vigoureusement contre les allégations des propriétaires tiers.

Centrale de San Juan

San Juan Coal Company (« SJCC ») exploite une mine de charbon souterraine dans une région où certains producteurs de gaz exploitent des concessions pétrolières et gazières obtenues du gouvernement des États-Unis, de l'État du Nouveau-Mexique et de parties privées. Ces producteurs gaziers allèguent que la mine de charbon souterraine de SJCC nuit à leurs activités, en réduisant la quantité de gaz naturel qu'ils peuvent extraire. SJCC a versé un dédommagement à certains de ces producteurs de gaz à l'égard de toute production restante des puits qui sont considérés comme assez proches de la mine pour justifier qu'ils soient bouchés et abandonnés. Ces règlements ne compensent toutefois pas toutes les réclamations possibles des producteurs de gaz de la région. TEP a une participation de 50 % dans les unités 1 et 2 de la centrale de San Juan, ce qui représente environ 20 % de la capacité de production totale de la centrale San Juan, et est responsable de sa quote-part de tout règlement. La société ne peut raisonnablement estimer l'incidence des réclamations futures pouvant provenir des producteurs de gaz et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés à cet effet.

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 49 millions \$ US à l'échéance des contrats d'approvisionnement en charbon, entre 2017 et 2031. Le passif au titre de la remise en état de mines comptabilisé s'élevait à 22 millions \$ US au 31 décembre 2014 et représente la valeur actualisée de l'obligation future estimative (note 16).

Les montants comptabilisés au titre de la remise en état 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'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit utilisé pour actualiser les obligations futures. 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 7 x)).

Central Hudson

Anciennes usines de gaz

Central Hudson et ses prédécesseurs ont été propriétaires et exploitants d'usines de gaz pour répondre aux besoins en chauffage et en éclairage de leurs clients. Ces usines ont commencé à produire du gaz à partir de charbon et de pétrole du milieu à la fin des années 1800 jusqu'à ce que les dernières cessent 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 2014, une obligation de 105 millions \$ US a été comptabilisée au titre de la remise en état des sites d'usines de gaz et, en fonction d'une analyse de modélisation des coûts effectuée en 2012, il est estimé, selon un niveau de confiance de 90 %, que le total des coûts de remise en état sur 30 ans de ces sites n'excèdera pas 169 millions \$ US (notes 13 et 16).

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 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, et les coûts de possession seront comptabilisés dans les soldes de report au taux de rendement autorisé avant impôts (note 7 iii)).

Litige sur l'amiante

Avant et après l'acquisition de CH Energy Group, diverses poursuites liées à l'amiante ont été intentées contre Central Hudson. Bien qu'un total de 3 348 poursuites liées à l'amiante aient été intentées, 1 170 étaient pendantes au 31 décembre 2014. Parmi les poursuites intentées contre Central Hudson qui ne sont plus en instance, 2 022 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 restantes liées à l'amiante; toutefois, à partir de l'information dont Central Hudson dispose à ce jour, y compris l'historique de la société en matière de règlement et de rejet des poursuites liées à l'amiante, Central Hudson croit que les coûts qui pourraient être engagés relativement aux poursuites 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 comptabilisé 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 n'ait pas reçu signification, la société a retenu les services d'un avocat et a communiqué avec ses assureurs. L'issue ne peut être raisonnablement établie et évaluée pour le moment et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés à cet égard.

Fortis

Après l'annonce de l'acquisition de UNS Energy le 11 décembre 2013, quatre actions ont été intentées contre Fortis et d'autres défendeurs devant la Cour supérieure de l'État de l'Arizona (la « Cour supérieure »), dans le comté de Pima et pour ce comté, et une action a été intentée devant la Cour de district des États-Unis dans le district de l'Arizona et pour ce district, contestant l'acquisition. Les demandeurs allèguent de façon générale que les administrateurs de UNS Energy ont manqué à leurs obligations de fiduciaires quant à l'acquisition et que UNS Energy, Fortis, FortisUS Inc. et Color Acquisition Sub Inc. auraient aidé ou encouragé ce manquement. En mars 2014, deux des quatre actions présentées devant la Cour supérieure ont été abandonnées par les demandeurs, et l'avocat dans les deux actions restantes auprès de la Cour supérieure a signé un protocole d'entente visant une entente de principe portant sur la structure du règlement devant être soumis à l'approbation de la Cour supérieure après la clôture de l'acquisition. En avril 2014, l'action présentée devant la Cour de district des États-Unis a été abandonnée par le demandeur. L'issue de ces poursuites ne peut être prévue avec certitude et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés.

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.

37. Chiffres correspondants

Certains chiffres correspondants ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation de la période considérée. L'ancien secteur « Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada » devient le secteur « Entreprises de services publics d'électricité dans l'est du Canada » et comprend à présent Newfoundland Power, Maritime Electric et FortisOntario.

Rétrospective financière

États des résultats (en millions de dollars)	2014 ^{1,2}	2013 ¹	2012 ¹
Produits d'exploitation	5 401	4 047	3 654
Coûts de l'approvisionnement énergétique et charges d'exploitation	3 690	2 654	2 390
Amortissements	688	541	470
Autres revenus (charges), montant net	(25)	(31)	4
Frais financiers	547	389	366
Charge d'impôts sur les bénéfices	66	32	61
Bénéfice tiré des activités poursuivies	385	400	371
Bénéfice tiré des activités abandonnées, après impôts	5	–	–
Gain extraordinaire, après impôts	–	20	–
Bénéfice net	390	420	371
Bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	11	10	9
Bénéfice net attribuable aux actionnaires privilégiés	62	57	47
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	317	353	315
Bilans (en millions de dollars)			
Actifs à court terme	1 963	1 296	1 093
Écart d'acquisition	3 732	2 075	1 568
Autres actifs à long terme	2 629	1 925	1 715
Immobilisations de services publics et autres que de services publics et actifs incorporels	18 304	12 612	10 574
Total de l'actif	26 628	17 908	14 950
Passifs à court terme	2 684	2 084	1 350
Autres passifs à long terme	4 836	3 024	2 449
Dette à long terme (excluant la tranche à court terme)	9 996	6 424	5 741
Actions privilégiées (présentées à titre d'instruments d'emprunt)	–	–	–
Total du passif	17 516	11 532	9 540
Capitaux propres	9 112	6 376	5 410
Flux de trésorerie (en millions de dollars)			
Activités d'exploitation	982	899	992
Activités d'investissement	4 199	2 164	1 096
Activités de financement	3 627	1 434	396
Dividendes, excluant les dividendes sur les actions privilégiées présentées à titre d'instruments d'emprunt	266	248	225
Total dépenses en immobilisations brutes (en millions de dollars)	1 725	1 175	1 146
Statistiques financières			
Rendement fondé sur la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires (%)	5,45	8,06	8,06
Ratios de financement (%) (fin de l'exercice)			
Total de la dette, obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières (déduction faite de la trésorerie)	56,5	56,2	55,3
Actions privilégiées (présentées à titre d'instruments d'emprunt et de capitaux propres)	9,1	9,0	9,7
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	34,4	34,8	35,0
Couverture de l'intérêt (multiple)			
Instruments d'emprunt	1,6	1,9	2,0
Total des charges fixes	1,6	1,9	2,0
Données sur les actions ordinaires			
Valeur comptable par action (fin de l'exercice) (\$)	24,89	22,38	20,84
Nombre moyen d'actions ordinaires en circulation (en millions)	225,6	202,5	190,0
Bénéfice par action ordinaire de base (\$)	1,41	1,74	1,66
Dividendes déclarés par action ordinaire (\$)	1,30	1,25	1,21
Dividendes versés par action ordinaire (\$)	1,28	1,24	1,20
Ratio dividendes/bénéfice (%)	90,8	71,3	72,3
Ratio cours/bénéfice (multiple)	27,6	17,5	20,6
Sommaire de la négociation des actions (TSX)			
Cours le plus haut (\$)	40,83	35,14	34,98
Cours le plus bas (\$)	29,78	29,51	31,70
Cours de clôture (\$)	38,96	30,45	34,22
Volume (en milliers)	174 566	120 470	115 962

¹⁾ Les données financières de 2010 à 2014 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.

²⁾ Les résultats ont été touchés par des éléments non récurrents en grande partie liés à l'acquisition de UNS Energy Corporation en 2014.

³⁾ Au 31 décembre 2006, la provision pour coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations a été transférée de l'amortissement cumulé aux passifs réglementaires à long terme, avec retraitement des chiffres correspondants de 2005, à l'exception d'un montant estimé antérieurement pour FortisBC Electric, par suite d'un changement à la présentation de l'information adoptée par FortisBC Electric à compter du 31 décembre 2009.

Rétrospective financière

2011 ¹	2010 ¹	2009	2008	2007	2006 ³	2005 ³
3 738	3 647	3 641	3 907	2 718	1 472	1 441
2 547	2 448	2 577	2 859	1 904	939	926
416	406	364	348	273	178	158
38	13	10	-	8	2	10
363	359	369	363	299	168	154
84	72	49	65	36	32	70
366	375	292	272	214	157	143
-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-
366	375	292	272	214	157	143
9	10	12	13	15	8	6
46	45	18	14	6	2	-
311	320	262	245	193	147	137
1 132	1 205	1 124	1 150	1 038	405	299
1 565	1 561	1 560	1 575	1 544	661	512
1 580	1 309	917	487	424	331	471
9 937	9 336	8 538	7 954	7 276	4 049	3 315
14 214	13 411	12 139	11 166	10 282	5 446	4 597
1 305	1 491	1 592	1 697	1 804	558	412
2 281	1 977	1 325	763	732	508	503
5 685	5 616	5 239	4 848	4 588	2 532	2 110
-	-	320	320	320	320	320
9 271	9 084	8 476	7 628	7 444	3 918	3 345
4 943	4 327	3 663	3 538	2 838	1 528	1 252
915	742	681	661	373	263	304
1 115	980	1 045	852	2 033	634	467
386	451	563	387	1 826	456	224
206	189	176	191	146	77	64
1 171	1 071	1 024	935	803	500	446
8,79	10,06	8,41	8,70	10,00	11,87	12,40
57,1	60,4	60,2	59,5	64,3	61,1	58,7
8,3	8,7	6,9	7,3	5,2	10,0	8,6
34,6	30,9	32,9	33,2	30,5	28,9	32,7
2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	2,2	2,5
2,0	2,0	1,8	1,8	1,7	2,0	2,1
20,25	18,65	18,61	17,97	16,69	12,19	11,74
181,6	172,9	170,2	157,4	137,6	103,6	101,8
1,71	1,85	1,54	1,56	1,40	1,42	1,35
1,17	1,41	0,78	1,01	0,88	0,70	0,61
1,16	1,12	1,04	1,00	0,82	0,67	0,59
67,8	60,5	67,5	64,1	58,6	47,2	43,7
19,5	18,4	18,6	15,8	20,7	21,0	18,0
35,45	34,54	29,24	29,94	30,00	30,00	25,64
28,24	21,60	21,52	20,70	24,50	20,36	17,00
33,37	33,98	28,68	24,59	28,99	29,77	24,27
126 341	120 855	121 162	132 108	100 920	60 094	37 706

Renseignements pour les investisseurs

Dates prévues de versement des dividendes* et de publication des résultats

Dates de fermeture des registres

19 mai 2015	19 août 2015
18 novembre 2015	17 février 2016

Dates de versement des dividendes

1 ^{er} juin 2015	1 ^{er} septembre 2015
1 ^{er} décembre 2015	1 ^{er} mars 2016

Dates de publication des résultats

5 mai 2015	31 juillet 2015
6 novembre 2015	18 février 2016

* L'établissement des dates de fermeture des registres et la déclaration et le versement des dividendes doivent être approuvés par le conseil d'administration.

Agent des transferts et agent comptable des registres

La Société de fiducie Computershare du Canada (« Computershare ») est chargée de la tenue du registre des actionnaires et de l'émission, du transfert et de l'annulation des certificats d'actions. Les transferts peuvent être effectués à ses bureaux de Halifax, Montréal et Toronto. Computershare distribue aussi les dividendes et diffuse les communications aux actionnaires. Toute question à ce sujet et toute correction aux renseignements personnels des actionnaires doivent être adressées à l'agent des transferts.

Société de fiducie Computershare du Canada

8^e 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

Dépôt direct des dividendes

Les actionnaires peuvent bénéficier du service de dépôt direct électronique de leurs dividendes au compte de l'institution bancaire canadienne de leur choix en communiquant avec l'agent des transferts.

Rapport annuel envoyé en double

Malgré nos efforts, certains actionnaires peuvent recevoir plus d'un exemplaire du rapport annuel parce qu'ils ont plusieurs comptes d'actions. Les actionnaires désireux de consolider ces comptes sont priés de communiquer avec l'agent des transferts.

Désignation à titre de dividendes admissibles

Aux fins des nouvelles dispositions en matière de crédit d'impôt pour dividendes contenues dans la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et dans toute législation fiscale provinciale ou territoriale applicable, tous les dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées versés par Fortis à des résidents du Canada après le 31 décembre 2005 sont désignés comme des « dividendes admissibles ». À moins d'indication contraire, tous les dividendes versés par Fortis après cette date sont désignés comme des « dividendes admissibles » aux fins de la législation susmentionnée.

Assemblée annuelle

Le mercredi 7 mai 2015
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 »)¹ et un régime d'achat d'actions par les consommateurs (« RAAC »)² 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^{er} mars, 1^{er} juin, 1^{er} septembre et 1^{er} décembre, au cours moyen alors en vigueur à la cote de la Bourse de Toronto. En vertu du RAAC, un escompte de 2 % est offert actuellement aux participants qui achètent, en réinvestissant leurs dividendes, des actions ordinaires émises sur le capital autorisé. Pour toute demande d'information, s'adresser à l'agent des transferts.

¹ 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.

² Le RAAC est offert aux résidents des provinces de Terre-Neuve-et-Labrador et de l'Île-du-Prince-Édouard.

Symbole des actions

Les actions ordinaires, les actions privilégiées de premier rang, série E; les actions privilégiées de premier rang, série F; les actions privilégiées de premier rang, série G; les actions privilégiées de premier rang, série H; les actions privilégiées de premier rang, série J; les actions privilégiées de premier rang, série K et les actions privilégiées de premier rang, série M 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.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

Directrice, Relations avec les investisseurs et le public
Téléphone : 709 737 2800
Télécopieur : 709 737 5307
Courriel : investorrelations@fortisinc.com

Renseignements pour les investisseurs

Dirigeants de Fortis Inc.

Barry V. Perry

Président-directeur général

Karl W. Smith

Vice-président directeur et chef des finances

John C. Walker

Vice-président directeur, exploitation dans l'Ouest canadien

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

Photographies :

KK Law, Vancouver (C.-B.)
Doell Photography, Trail (C.-B.)
David Sanders, Tucson (AZ)
Ned Pratt, St. John's (T.-N.-L.)
Paul Daly, 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 (au 6 mars 2015)

David G. Norris * * *

Président du conseil, Fortis Inc.
St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador

Tracey C. Ball *

Administratrice de sociétés
Edmonton, Alberta

Peter E. Case * *

Administrateur de sociétés
Kingston, Ontario

Frank J. Crothers *

Président du conseil et
président-directeur général
Island Corporate Holdings
Nassau, Bahamas

Ida J. Goodreau *

Administratrice de sociétés
Vancouver, Colombie-Britannique

Douglas J. Haughey * *

Administrateur de sociétés
Calgary, Alberta

Harry McWatters *

Président, Vintage Consulting Group Inc.
Summerland, Colombie-Britannique

Ronald D. Munkley * *

Administrateur de sociétés
Mississauga, Ontario

Barry V. Perry

Président-directeur général, Fortis Inc.
Mount Pearl, 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.

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
TSX : FTS

