



NOTICE ANNUELLE

POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2013

Le 14 mars 2014

**NOTICE ANNUELLE
POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2013**

TABLE DES MATIÈRES

1.0	STRUCTURE DE L'ENTREPRISE.....	7
1.1	Dénomination et constitution	8
1.2	Liens intersociétés	9
2.0	ÉVOLUTION GÉNÉRALE DES ACTIVITÉS	10
2.1	Historique sur les trois derniers exercices	10
2.2	Acquisition imminente	10
2.3	Perspectives.....	11
3.0	DESCRIPTION DES ACTIVITÉS	13
3.1	Services publics réglementés de gaz au Canada	14
3.1.1	Sociétés FortisBC Energy	14
3.2	Services publics réglementés de gaz et d'électricité aux États-Unis	18
3.2.1	Central Hudson.....	18
3.3	Services publics réglementés d'électricité au Canada.....	21
3.3.1	FortisAlberta.....	21
3.3.2	FortisBC Electric.....	23
3.3.3	Newfoundland Power	26
3.3.4	Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	28
3.4	Services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes	30
3.5	Activités non réglementées – Fortis Generation	31
3.6	Activités non réglementées – Autres que de services publics	33
4.0	RÉGLEMENTATION	36
5.0	ENVIRONNEMENT	36
6.0	FACTEURS DE RISQUE	41
7.0	DESCRIPTION GÉNÉRALE DE LA STRUCTURE DU CAPITAL-ACTIONS	41
8.0	NOTATIONS	46
9.0	MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	48
10.0	ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS	51
11.0	COMITÉ D'AUDIT	55
11.1	Formation et expérience	55
11.2	Mandat du comité d'audit	56
11.3	Politiques et procédures d'approbation préalable.....	59
11.4	Honoraires de l'auditeur externe.....	59
12.0	AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES	59
13.0	AUDITEURS.....	60
14.0	RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES	60

DÉFINITIONS DE CERTAINS TERMES ET EXPRESSIONS

Certains termes et expressions utilisés dans la présente notice annuelle sont définis ci-dessous :

- « **ACC** » s'entend de la Arizona Corporation Commission;
- « **Accord énergétique de l'Î.-P.-É.** » s'entend de l'accord énergétique de l'Île-du-Prince-Édouard.
- « **ACE** » s'entend de l'Association canadienne de l'électricité;
- « **Algoma Power** » s'entend d'Algoma Power Inc.;
- « **AUC** » s'entend de l'organisme appelé Alberta Utilities Commission;
- « **auditeur externe** » s'entend du cabinet de comptables agréés, inscrit auprès du Conseil canadien sur la reddition de comptes ou de son remplaçant, nommé par les actionnaires de la société pour exercer les fonctions d'auditeur externe de la société;
- « **autres entreprises de services publics d'électricité au Canada** » s'entend, collectivement, des activités de FortisOntario et de Maritime Electric;
- « **BC Hydro** » s'entend de BC Hydro and Power Authority;
- « **BCUC** » s'entend de l'organisme appelé British Columbia Utilities Commission;
- « **BECOL** » s'entend de Belize Electric Company Limited;
- « **Belize Electricity** » s'entend de Belize Electricity Limited;
- « **BEPC** » s'entend de Brilliant Expansion Power Corporation;
- « **Bourse TSX** » s'entend de la Bourse Toronto Stock Exchange;
- « **BPC** » s'entend de Brilliant Power Corporation;
- « **CAE** » s'entend d'un contrat d'achat d'électricité;
- « **Caribbean Utilities** » s'entend de Caribbean Utilities Company, Ltd.;
- « **CCC** » s'entend de la convention de la centrale Canal;
- « **Central Hudson** » s'entend de Central Hudson Gas & Electric Corporation;
- « **CEO** » s'entend de la Commission de l'énergie de l'Ontario;
- « **chef de la direction** » s'entend du chef de la direction de Fortis Inc.;
- « **CH Energy Group** » s'entend de CH Energy Group Inc.;
- « **Compagnie d'énergie Niagara** » s'entend de Compagnie canadienne d'énergie Niagara;
- « **conseil** » s'entend du conseil d'administration de Fortis Inc.;
- « **Cornwall Electric** » s'entend de Cornwall Street Railway, Light and Power Company, Limited;
- « **CPC/CBT** » s'entend de Columbia Power Corporation et de Columbia Basin Trust;
- « **DBRS** » s'entend de DBRS Limited;
- « **DEC** » s'entend du Department of Environmental Conservation de l'État de New York;
- « **direction** » s'entend, collectivement, des membres de la haute direction de la société;

- « **ECEW** » s'entend de l'entente sur la capacité de l'Expansion Waneta;
- « **Énergie NB** » s'entend de Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick;
- « **états financiers consolidés audités pour 2013** » s'entend des états financiers consolidés audités de Fortis Inc. aux 31 décembre 2013 et 2012 et pour les exercices clos à ces dates et des notes afférentes à ceux-ci;
- « **Expansion Waneta** » s'entend de la centrale hydroélectrique de 335 mégawatts qui est construite à côté de la centrale Waneta actuelle sur la rivière Pend d'Oreille, en Colombie-Britannique;
- « **FAES** » s'entend de FortisBC Alternative Energy Services Inc.;
- « **FEI** » s'entend de FortisBC Energy Inc.;
- « **FERC** » s'entend de la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis;
- « **FEVI** » s'entend de FortisBC Energy (Vancouver Island) Inc.;
- « **FEWI** » s'entend de FortisBC Energy (Whistler) Inc.;
- « **FHI** » s'entend de FortisBC Holdings Inc., société mère de FEI, de FEVI et de FEWI;
- « **FIOE** » s'entend de la Fraternité internationale des ouvriers en électricité;
- « **Fortis** » s'entend de Fortis Inc.;
- « **FortisAlberta** » s'entend de FortisAlberta Inc.;
- « **FortisAlberta Holdings** » s'entend de FortisAlberta Holdings Inc.;
- « **FortisBC Electric** » s'entend, collectivement, des activités de FortisBC Inc. et de celles de sa société mère, FortisBC Pacific Holdings Inc., mais à l'exclusion de sa société de personnes en propriété exclusive, Walden Power Partnership;
- « **FortisBC Pacific Holdings** » s'entend de FortisBC Pacific Holdings Inc.
- « **Fortis General East Partnership** » s'entend de Fortis Generation East LLP;
- « **FortisOntario** » s'entend, collectivement, des activités de Compagnie d'énergie Niagara, de Cornwall Electric et d'Algoma Power.
- « **Fortis Properties** » s'entend de Fortis Properties Corporation;
- « **FortisTCI** » s'entend de FortisTCI Limited;
- « **Fortis Turks and Caicos** » s'entend, collectivement, de FortisTCI et de Turks and Caicos Utilities Limited;
- « **FortisUS** » s'entend de FortisUS Inc.;
- « **FortisUS Energy** » s'entend de FortisUS Energy Corporation;
- « **FortisUS Holdings** » s'entend de FortisUS Holdings Nova Scotia Limited;
- « **FortisWest** » s'entend de FortisWest Inc.;
- « **GES** » s'entend des gaz à effet de serre;
- « **GNL** » s'entend de gaz naturel liquéfié;

- « **Griffith** » s'entend de Griffith Energy Services, Inc.;
- « **GWh** » s'entend d'un ou de plusieurs gigawattheures;
- « **Hydro One** » s'entend de Hydro One Networks Inc.;
- « **Î.-P.-É.** » s'entend de l'Île-du-Prince-Édouard;
- « **ISO** » s'entend de l'Organisation internationale de normalisation;
- « **Maritime Electric** » s'entend de Maritime Electric Company, Limited;
- « **Moody's** » s'entend de Moody's Investors Service;
- « **MW** » s'entend d'un ou de plusieurs mégawatts;
- « **MWh** » s'entend de mégawatteure;
- « **Newfoundland Hydro** » s'entend de Newfoundland and Labrador Hydro Corporation;
- « **Newfoundland Power** » s'entend de Newfoundland Power Inc.;
- « **notice annuelle de 2013** » s'entend de la présente notice annuelle de Fortis Inc. relative à l'exercice terminé le 31 décembre 2013;
- « **NYISO** » s'entend du New York Independent System Operator;
- « **ONE** » s'entend de l'Office national de l'énergie;
- « **partenariat Waneta** » s'entend de la société en commandite Expansion Waneta formée de CPC/CBT et de Fortis;
- « **PCB** » s'entend du biphényle polychloré;
- « **PCGR des États-Unis** » s'entend des principes comptables généralement reconnus aux États-Unis;
- « **PGRP** » s'entend du plan de gestion du risque lié aux prix;
- « **PIRAG** » s'entend du programme incitatif de rationalisation des approvisionnements en gaz;
- « **PJ** » s'entend d'un ou de plusieurs pétajoules;
- « **Point Lepreau** » s'entend de la centrale nucléaire Point Lepreau d'Énergie NB;
- « **PSC** » s'entend de la New York State Public Service Commission;
- « **PUB** » s'entend du Board of Commissioners of Public Utilities de Terre-Neuve-et-Labrador;
- « **rapport de gestion** » s'entend du rapport de gestion de la société, présenté aux pages 6 à 73 du rapport annuel de 2013 de la société à l'intention des actionnaires, préparé conformément au *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue*, à l'égard des états financiers consolidés annuels de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013;
- « **RCP** » du taux de rendement des capitaux propres en actions ordinaires;
- « **S&P** » s'entend de Standard & Poor's;
- « **SCEP** » s'entend du Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier;
- « **SCFP** » s'entend du Syndicat canadien de la fonction publique;
- « **SEDAR** » s'entend du Système électronique de données, d'analyse et de recherche;

- « **SEPB** » s'entend du Syndicat canadien des employées et employés professionnels et de bureau;
- « **SGE** » s'entend du système de gestion environnementale;
- « **SIERE** » s'entend de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario;
- « **société** » s'entend de Fortis Inc.;
- « **sociétés FortisBC Energy** » s'entend, collectivement, des activités de FEI, de FEVI et de FEWI;
- « **Spectra Energy** » s'entend de Westcoast Energy Inc. faisant affaires sous la dénomination Spectra Energy Transmission;
- « **TAR** » s'entend de la méthodologie de tarification axée sur le rendement;
- « **TCA-Canada** » s'entend du Syndicat des travailleurs et travailleuses canadien(ne)s de l'automobile, Commerces de détail et de gros;
- « **TCU** » s'entend de Turks and Caicos Utilities Limited;
- « **Teck Metals** » s'entend de Teck Metals Ltd.;
- « **TJ** » s'entend d'un ou de plusieurs térajoules;
- « **TransCanada** » s'entend de TransCanada Pipelines Limited;
- « **TUAC** » s'entend de l'Union internationale des travailleurs et travailleuses unis de l'alimentation et du commerce;
- « **UGM** » s'entend d'une usine de gaz manufacturé;
- « **UNS Energy** » s'entend de UNS Energy Corporation;
- « **USW** » s'entend du Syndicat des métallos;
- « **UUWA** » s'entend de la United Utility Workers' Association of Canada;
- « **Walden** » s'entend de la société de personnes Walden Power Partnership; et
- « **Whistler** » s'entend de la municipalité de villégiature de Whistler.

1.0 STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

La notice annuelle de 2013 a été préparée conformément au *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue*. L'information financière a été préparée selon les PCGR des États-Unis et elle est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire.

À moins d'indication contraire, les renseignements contenus dans la notice annuelle de 2013 sont en date du 31 décembre 2013.

Dans la notice annuelle de 2013, Fortis a inclus de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables au Canada. L'objectif de l'information prospective est de communiquer les attentes de la direction en ce qui a trait à la croissance future de la société, aux résultats des activités, au rendement, aux possibilités et aux occasions d'affaires. Il est donc possible qu'elle ne convienne à aucune autre fin. Toute l'information prospective est soumise aux conditions de la « règle refuge » des lois sur les valeurs mobilières canadiennes applicables. Les mots « prévoit », « croit », « établit au budget », « pourrait », « estime », « s'attend », « entend », « peut », « devrait », « projette », « devrait », « fera », « ferait » et les expressions similaires visent souvent à identifier de l'information prospective, bien que l'information prospective ne contienne pas tous ces mots d'identification. L'information prospective reflète les attentes actuelles de la direction et est fondée sur les renseignements présentement à la portée de la direction de la société. L'information prospective dans la notice annuelle de 2013, y compris le rapport de gestion de 2013 intégré aux présentes par renvoi, inclut, notamment, des énoncés sur ce qui suit : la propriété et l'exploitation d'entreprises de services publics réglementés demeurent l'activité principale de Fortis; l'orientation principale de la société, au Canada et aux États-Unis, sur l'acquisition d'entreprises de services publics réglementés; la recherche d'une croissance dans les entreprises non réglementées de la société à l'appui de sa stratégie de croissance dans le secteur des entreprises de services publics réglementés; les dépenses en immobilisations prévues dans le secteur canadien de l'électricité au cours de la période de 20 ans allant jusqu'en 2030 afin de maintenir la fiabilité des réseaux; le moment prévu de la clôture de l'acquisition de UNS Energy par Fortis et l'attente selon laquelle l'acquisition aura un effet à la hausse immédiat sur le bénéfice par action ordinaire de Fortis durant la première année complète après la clôture, à l'exclusion des frais uniques liés à l'acquisition; l'augmentation prévue de la base tarifaire à l'égard de la société au moment de la clôture de l'acquisition de UNS Energy; la base tarifaire de la société de mi-exercice prévue en 2014 à l'égard des plus grandes entreprises de services publics réglementés canadiennes de la société; les dépenses en immobilisations brutes consolidées prévisionnelles de la société pour 2014 et au total pour la période de cinq exercices allant de 2014 à 2018; les dépenses en immobilisations prévues pour UNS Energy au cours de la période allant de 2015 à 2018; les coûts de financement que la société s'attend à engager en 2014 relativement aux débentures convertibles représentées par des reçus de versement; le produit net prévu tiré du dernier versement relatif aux débentures convertibles représentées par des reçus de versement; les diverses occasions d'investissement dans le secteur du gaz naturel pouvant être à la portée de la société; la nature, la répartition dans le temps et le coût de certains projets d'immobilisations, leur coût et leur durée jusqu'à l'achèvement; la probabilité que d'importants programmes de dépenses en immobilisations de la société soutiennent la croissance continue du bénéfice et des dividendes; la garantie selon laquelle les projets d'immobilisations que les entreprises de services publics réglementés jugent nécessaires ou ont exécutés seront autorisés ou que des conditions ne seront pas imposées pour l'obtention de telles autorisations; la probabilité que les entreprises de services publics réglementés de la société connaissent des perturbations et des hausses de coûts si elles ne sont pas en mesure de maintenir leur actif; l'hypothèse que 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; la capacité escomptée des filiales de la société d'obtenir les fonds nécessaires au financement de leurs programmes de dépenses en immobilisations de 2014; les échéances et les remboursements prévus de la dette à long terme consolidée en 2014 et en moyenne, annuellement, au cours des cinq prochains exercices; l'hypothèse selon laquelle la société et ses filiales continueront d'avoir un accès raisonnable à des capitaux à court et à moyen termes; l'hypothèse que les facilités de crédit disponibles conjuguées à un volume annuel relativement faible des échéances et des remboursements sur la dette apporteront à la société et à ses filiales une flexibilité pour choisir le moment des appels au marché financier; l'attente selon laquelle la société et ses filiales continueront de respecter les engagements relatifs à la dette en 2014; l'attente selon laquelle une augmentation des intérêts débiteurs et(ou) des frais associés au renouvellement et à la prolongation des facilités de crédit n'aura pas d'importance importante sur les résultats financiers consolidés de la société pour 2014; le moment prévu du dépôt des demandes réglementaires et de la réception des décisions des autorités de réglementation; l'incidence estimative qu'une baisse des produits d'exploitation de la division hôtelière de Fortis Properties aurait sur le résultat de base annuel par action ordinaire; l'attente selon laquelle il n'y aura pas de décote importante dans une perspective à court terme par les agences de notation du crédit; l'incidence prévue d'une fluctuation du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien sur le résultat de base par action ordinaire en 2014; la probabilité que les contreparties aux instruments financiers dérivés continueront de respecter leurs obligations; l'attente selon laquelle la charge de retraite nette consolidée pour 2014 au titre des régimes de retraite à prestations déterminées sera comparable à celle de 2013 et l'absence de garantie selon laquelle les taux de rendement à long terme futurs hypothétiques seront réalisés à l'égard de l'actif des régimes de retraite.

Les prévisions et projections qui sous-tendent l'information prospective sont fondées sur des hypothèses qui comprennent, sans s'y limiter : la réception des approbations réglementaires nécessaires et des ordonnances tarifaires demandées, sans que les principales décisions réglementaires reçues soient défavorables, ainsi que les attentes en matière de stabilité réglementaire; la capacité de Fortis Alberta à continuer de recouvrer ses coûts de service et à réaliser son taux de RCP autorisé en vertu de la tarification axée sur le rendement, laquelle est entrée en vigueur pour une période de cinq ans commençant le 1^{er} janvier 2013; la réception de l'approbation des porteurs d'actions ordinaires de UNS Energy et de certaines approbations des autorités de réglementation et de gouvernements qui sont requises pour la conclusion de l'acquisition de UNS Energy; la réception du dernier versement relatif aux débentures convertibles; l'absence de variation importante des taux d'intérêt; l'absence de perturbations importantes de l'exploitation ou de passifs environnementaux importants des coûts en immobilisations et de financement du projet à l'égard de l'environnement dû à des conditions climatiques difficiles, à d'autres phénomènes naturels ou à un événement majeur; la capacité continue de la société à entretenir les réseaux de gaz et d'électricité afin d'assurer leur rendement continu; l'absence d'une détérioration grave et prolongée de la conjoncture économique; l'absence d'une baisse importante des dépenses en immobilisations; l'absence de dépassement important des coûts en immobilisations et de financement du projet à l'égard des travaux de construction de l'Expansion Waneta; des liquidités et des sources de financement suffisantes; l'hypothèse selon laquelle la société recevra du gouvernement du Belize une indemnisation appropriée à l'égard de la juste valeur de l'investissement de la

société dans Belize Electricity qui a fait l'objet d'une expropriation par le gouvernement du Belize; l'hypothèse selon laquelle BECOL ne sera pas expropriée par le gouvernement du Belize; le maintien de mécanismes approuvés par les autorités de réglementation qui permettent de transférer les coûts du gaz naturel et de l'approvisionnement énergétique dans les tarifs imposés à la clientèle; la capacité de couvrir l'exposition à la variation des taux de change, des prix du gaz naturel, de l'électricité et du combustible; l'absence de défauts importants de la part de contreparties; le maintien à un niveau concurrentiel des prix du gaz naturel par rapport à ceux de l'électricité et d'autres sources d'énergie alternatives; la disponibilité continue de l'approvisionnement en gaz naturel, en combustible et en électricité; le maintien de contrats d'approvisionnement en électricité et d'achat de capacité et leur approbation par les autorités de réglementation; la capacité de capitaliser les régimes de retraite à prestations déterminées, de produire les taux de rendement à long terme hypothétiques à l'égard de l'actif connexe et de récupérer la charge de retraite nette dans les tarifs imposés aux clients; l'absence de modifications importantes des plans énergétiques gouvernementaux et des lois environnementales qui pourraient avoir une incidence importante défavorable 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; le maintien de couvertures d'assurance adéquates; la capacité d'obtenir et de maintenir des licences et permis; la conservation des territoires desservis existants; la capacité de présenter l'information conformément aux PCGR des États-Unis après 2018 ou l'adoption des normes internationales d'information financière après 2018 selon des modalités qui permettent la comptabilisation des actifs et des passifs réglementaires; le maintien du régime d'imposition différée du bénéfice tiré des activités de la société dans les Caraïbes; le maintien des infrastructures de technologies de l'information; le maintien de relations favorables avec les Premières nations; des relations de travail favorables; et des ressources humaines suffisantes pour offrir des services et mettre en œuvre le programme d'immobilisations.

L'information prospective est soumise à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs par suite desquels les résultats réels pourraient différer considérablement des résultats historiques ou des résultats prévus par les renseignements prospectifs. Les facteurs susceptibles d'entraîner une variation des résultats ou des événements par rapport aux prévisions actuelles sont décrits à la rubrique « Gestion des risques d'affaires » du rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013 et dans les documents d'information continue déposés à l'occasion auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières. Les principaux facteurs de risque pour 2014 comprennent notamment l'incertitude entourant l'effet de la persistance de faibles taux d'intérêt sur le RCP autorisé de certaines des entreprises de services publics réglementés de la société dans l'Ouest canadien; l'incertitude concernant le traitement de certaines dépenses en immobilisations à FortisAlberta selon le mécanisme de TAR nouvellement mis en place; les risques associés à la capacité de conclure l'acquisition de UNS Energy Corporation, au moment de la conclusion de l'acquisition et à la réalisation des avantages anticipés de l'acquisition; le risque lié au montant de l'indemnité devant être versée à Fortis à l'égard de son investissement dans Belize Electricity qui a fait l'objet d'une expropriation par le gouvernement du Belize; le moment de la réception de l'indemnité et la capacité du gouvernement du Belize de verser l'indemnité qui est payable à Fortis.

Toute l'information prospective fournie dans la présente notice annuelle de 2013 est assujettie dans son intégralité aux mises en garde précitées et, sauf tel que la loi l'exige, la société n'assume aucune obligation de réviser ou de mettre à jour l'information prospective par suite de renseignements nouveaux, d'événements futurs ou autrement après la date des présentes.

1.1 Dénomination et constitution

Fortis est une société de portefeuille qui a été constituée le 28 juin 1977 sous la dénomination 81800 Canada Ltd. en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*, et qui a été prorogée en vertu de la loi intitulée *Corporations Act* (Terre-Neuve-et-Labrador) le 28 août 1987.

Les statuts constitutifs de la société ont été modifiés : i) le 13 octobre 1987 afin de changer sa dénomination pour Fortis; ii) le 15 octobre 1987 de la même année afin d'y énoncer les droits, privilèges, restrictions et conditions rattachés aux actions ordinaires; iii) le 11 septembre 1990 afin de désigner 2 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série A; iv) le 22 juillet 1991 afin de remplacer les droits, privilèges, restrictions et conditions rattachés aux actions privilégiées de premier rang et aux actions privilégiées de deuxième rang; v) le 13 décembre 1995 afin de désigner 2 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série B; vi) le 27 mai 2003 afin de désigner 5 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série C; vii) le 23 janvier 2004 afin de désigner 8 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série D et d'actions privilégiées de premier rang, série E; viii) le 15 juillet 2005 afin de modifier les dispositions de rachat rattachées aux actions privilégiées de premier rang, série D, ix) le 22 septembre 2006 afin de désigner 5 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série F, x) le 20 mai 2008 afin de désigner 9 200 000 actions privilégiées de premier rang, série G; xi) le 20 janvier 2010, afin de désigner 10 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série H et 10 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série I xii) le 8 novembre 2012, afin de désigner 8 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série J et xiii) le 11 juillet 2013, afin de désigner 12 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série K et 12 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série L.

Fortis a racheté la totalité de ses actions privilégiées de premier rang, série A et de ses actions privilégiées de premier rang, série B en circulation le 30 septembre 1997 et le 2 décembre 2002, respectivement. Le 3 juin 2003, Fortis a émis 5 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série C. Le 29 janvier 2004, Fortis a émis 8 000 000 d'unités privilégiées de premier rang, chaque unité étant constituée d'une action privilégiée de premier rang, série D et d'un bon de souscription. En 2004, 7 993 500 unités privilégiées de premier rang ont été converties en 7 993 500 actions privilégiées de premier rang, série E et 6 500 actions privilégiées de premier rang, série D

demeuraient en circulation. Le 20 septembre 2005, les 6 500 actions privilégiées de premier rang, série D ont été rachetées par la société. Le 28 septembre 2006, Fortis a émis 5 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série F. Le 23 mai 2008, la Fortis a émis 8 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série G et le 4 juin 2008, a émis un nombre additionnel de 1 200 000 actions privilégiées de premier rang, série G, par suite de la levée intégrale de l'option de surallocation concernant le placement des 8 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série G. Le 26 janvier 2010, Fortis a émis 10 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série H. Le 13 novembre 2012, Fortis a émis 8 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série J. Le 10 juillet 2013, les 5 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série C, ont été rachetées par la société. Le 18 juillet 2013, Fortis a émis 10 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série K.

Le siège social et bureau enregistré de Fortis est situé à l'adresse suivante : The Fortis Building, 139 Water Street, bureau 1201, C.P. 8837, St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador) Canada A1B 3T2.

1.2 Liens intersociétés

Fortis est le plus important fournisseur privé de services publics de distribution de gaz et d'électricité au Canada. La société sert plus de 2,4 millions de clients à l'échelle du Canada ainsi que dans l'État de New York et dans les Caraïbes. Les sociétés réglementées qu'elle détient représentent 90 % du total de ses actifs et comprennent des services publics de distribution d'électricité dans cinq provinces canadiennes, dans l'État de New York et dans deux pays des Caraïbes, ainsi que des services publics de gaz naturel en Colombie-Britannique, au Canada et dans l'État de New York. Fortis est propriétaire d'actifs de production dans le secteur non réglementé de l'hydroélectricité au Canada, au Belize et dans le nord de l'État de New York. Les investissements dans les activités autres que de services publics de la société englobent des hôtels et des immeubles commerciaux au Canada.

Le tableau ci-dessous énumère les principales filiales de la société, leurs territoires de constitution et le pourcentage des droits de vote afférents aux titres comportant droit de vote détenus, directement ou indirectement, par la société au 13 mars 2014. Ce tableau ne comprend pas certaines filiales dont l'actif total comptait individuellement pour moins de 10 % de l'actif consolidé de la société présenté en date du 31 décembre 2013, ou dont le total des produits comptait individuellement pour moins de 10 % des produits consolidés de la société pour 2013. En outre, l'ensemble des principales filiales comptaient pour quelque 81 % de l'actif consolidé de la société en date du 31 décembre 2013 et pour quelque 77 % de ses produits consolidés de 2013.

Principales filiales		
Filiale	Territoire de constitution	Pourcentage des droits de vote afférents aux titres comportant droit de vote détenus en propriété véritable par la société ou sur lesquels elle exerce une emprise
FHI	Colombie-Britannique, Canada	100
Central Hudson ¹⁾	État de New York, États-Unis	100
FortisAlberta ²⁾	Alberta, Canada	100
FortisBC Inc. ³⁾	Colombie-Britannique, Canada	100
Newfoundland Power	Terre-Neuve-et-Labrador, Canada	94 ⁴⁾

¹⁾ CH Energy Group, une société de l'État de New York, est propriétaire de toutes les actions de Central Hudson. FortisUS, une société du Delaware, est propriétaire de toutes les actions de CH Energy Group. FortisUS Holdings, une société canadienne, est propriétaire de toutes les actions de FortisUS. Fortis est propriétaire de toutes les actions de FortisUS Holdings.

²⁾ FortisAlberta Holdings, une société de l'Alberta, détient en propriété la totalité des actions de FortisAlberta. FortisWest, une société canadienne, détient en propriété la totalité des actions de FortisAlberta Holdings. Fortis détient en propriété la totalité des actions de FortisWest.

³⁾ FortisBC Pacific Holdings, une société de la Colombie-Britannique, détient en propriété la totalité des actions de FortisBC Inc. FortisWest, une société canadienne, détient en propriété la totalité des actions de FortisBC Pacific Holdings. Fortis détient en propriété la totalité des actions de FortisWest.

⁴⁾ Fortis détient en propriété la totalité des actions ordinaires, 16 513 actions privilégiées de premier rang, série A, 51 231 actions privilégiées de premier rang, série B, 15 100 actions privilégiées de premier rang, série D et 182 300 actions privilégiées de premier rang, série G de Newfoundland Power, qui, au 13 mars 2014, représentaient 94,0 % de ses titres comportant droit de vote. La tranche restante de 6,0 % des titres comportant droit de vote de Newfoundland Power est constituée d'actions privilégiées de premier rang, séries A, B, D et G, qui sont principalement détenues par le public.

2.0 ÉVOLUTION GÉNÉRALE DES ACTIVITÉS

2.1 Historique sur les trois derniers exercices

Au cours des trois derniers exercices, Fortis a constaté une croissance de ses activités commerciales. L'actif total a progressé de 34 %, passant d'environ 13,4 milliards de dollars au 31 décembre 2010 à environ 17,9 milliards de dollars au 31 décembre 2013. Les capitaux propres de la société ont aussi progressé de 49 %, passant d'environ 4,3 milliards de dollars au 31 décembre 2010 à quelque 6,4 milliards de dollars au 31 décembre 2013. Le bénéfice net attribuable aux capitaux propres en actions ordinaires est passé de 320 millions de dollars en 2010 à 353 millions de dollars en 2013.

Cette croissance des activités commerciales résulte de la stratégie de croissance fructueuse mise en œuvre par la société pour ses principales entreprises réglementées de distribution de gaz et d'électricité. Cette stratégie de croissance de la société comporte une combinaison de croissance interne réalisée grâce au programme de dépenses en immobilisations consolidé de la société et de croissance générée par des acquisitions.

Les dépenses en immobilisations consolidées brutes effectuées par la société en 2013 se sont élevées à 1,2 milliard de dollars, franchissant ainsi le cap du milliard de dollars pour la cinquième année consécutive. La croissance interne des entreprises de services publics est attribuable aux programmes de dépenses en immobilisations dans l'Ouest canadien. Le total de l'actif de FortisAlberta et des entreprises de services publics des secteurs du gaz et de l'électricité de FortisBC a crû respectivement de quelque 38 % et 14 % au cours des trois derniers exercices. La croissance interne des entreprises non réglementées a été soutenue par les dépenses d'environ 579 millions de dollars qui ont été engagées dans le cadre de l'Expansion Waneta depuis que la construction a débuté vers la fin de 2010.

Au cours des trois derniers exercices, Fortis a aussi augmenté ses investissements dans les services publics réglementés au moyen d'acquisitions. En juin 2013, Fortis a fait l'acquisition de la totalité des actions en circulation de CH Energy Group au prix de 1,5 milliard de dollars US, y compris la prise en charge d'une dette de 518 millions de dollars US à la clôture de l'acquisition. 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 à approximativement 300 000 consommateurs d'électricité et à 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. FortisBC Electric a fait l'acquisition des actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la ville de Kelowna en mars 2013 pour environ 55 millions de dollars, ce qui lui permet maintenant de servir directement quelque 15 000 clients auparavant servis par cette ville. FortisBC Electric fournissait de l'électricité à cette 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 celle-ci en vertu d'un contrat depuis 2000. En 2012, Fortis a fait l'acquisition des actifs de distribution d'électricité de Port Colborne en contrepartie de 7 millions de dollars et a fait l'acquisition de TCU en contrepartie de 8 millions de dollars, déduction faite de la dette prise en charge. La société a également augmenté ses investissements non réglementés au cours des trois derniers exercices par l'acquisition de deux hôtels au Canada.

En juin 2011, le gouvernement du Belize a exproprié l'investissement de la société dans Belize Electricity. Du fait qu'elle ne contrôlait plus les activités de l'entreprise, la société a cessé de comptabiliser les résultats financiers de Belize Electricity selon la méthode de consolidation, en date du 20 juin 2011. Au 31 décembre 2013, la valeur comptable des actifs expropriés, y compris l'effet de change, s'établissait à environ 108 millions de dollars. Pour de plus amples renseignements sur l'expropriation de Belize Electricity, se reporter à la rubrique « Gestion des risques d'affaires – Expropriation des actions détenues dans Belize Electricity » du rapport de gestion de la société.

2.2 Acquisition imminente

En décembre 2013, Fortis a conclu une entente et un plan de fusion portant sur l'acquisition de UNS Energy (NYSE : UNS) pour 60,25 \$ US l'action ordinaire au comptant, ce qui représente un prix d'acquisition global d'environ 4,3 milliards de dollars américains, y compris la prise en charge d'une

dette d'environ 1,8 million de dollars américains à la conclusion. UNS Energy est une société de portefeuille de services publics intégrée verticalement établie à Tucson, en Arizona, qui exploite par l'entremise de trois filiales une entreprise réglementée de production d'électricité et de distribution d'énergie, principalement dans l'État de l'Arizona, et qui sert quelque 656 000 clients des secteurs de l'électricité et du gaz.

La clôture de l'acquisition, qui devrait avoir lieu d'ici la fin de 2014, est assujettie à la réception de l'approbation des porteurs d'actions ordinaires de UNS Energy et à l'approbation de certaines autorités de réglementation et gouvernementales, notamment à l'approbation de l'ACC et de la FERC, et au respect des autres exigences applicables en vertu des lois américaines et de certaines conditions de clôture usuelles. En janvier 2014, Fortis et UNS Energy ont déposé une demande conjointe auprès de l'ACC afin d'obtenir l'approbation de l'acquisition. La demande auprès de la FERC a été déposée en février 2014. UNS Energy a posté les documents de sollicitation de procurations à ses actionnaires et prévoit que ceux-ci voteront à l'égard de l'opération le 26 mars 2014.

Aux fins du financement de l'acquisition, en décembre 2013, la société a obtenu une lettre d'engagement d'un consortium bancaire dirigé par La Banque de Nouvelle-Écosse mettant à disposition des facilités de crédit à terme non renouvelables d'un montant global de 2,0 milliards de dollars en faveur de Fortis constituées de la facilité de crédit-relais à court terme au montant de 1,7 milliard de dollars qui est remboursable intégralement neuf mois après son décaissement, et d'une facilité de crédit-relais à moyen terme au montant de 300 millions de dollars qui est remboursable intégralement au deuxième anniversaire de son décaissement.

Pour financer une partie de l'acquisition imminente de UNS Energy, en janvier 2014, par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive directe, Fortis a conclu la vente de débetures subordonnées convertibles non garanties à 4 % représentées par des reçus de versement, pour un montant en capital global de 1,8 milliard de dollars.

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

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

Pour de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique « Éléments importants – Débetures convertibles représentées par des reçus de versement » du rapport de gestion de la société.

2.3 Perspectives

Fortis se concentre sur la conclusion de l'acquisition de UNS Energy d'ici la fin de 2014. L'acquisition cadre bien avec la stratégie de la société d'investir dans des actifs d'entreprises de services publics réglementés de grande qualité au Canada et aux États-Unis et l'on s'attend à ce qu'elle fasse croître le bénéfice par action ordinaire de Fortis au cours de la première année complète après la conclusion de l'acquisition, à l'exclusion des frais non récurrents liés à l'acquisition. L'acquisition atténue 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.

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

Par suite de la conclusion de l'acquisition de UNS Energy, les entreprises de services publics réglementés aux États-Unis représenteront environ le tiers de l'actif total, alors que les entreprises de services publics réglementés et les actifs de production hydroélectrique compteront pour environ 97 % de l'actif total de la société.

La société s'attend à une croissance du résultat par action ordinaire en 2015 et ultérieurement grâce aux contributions apportées par les acquisitions de Central Hudson et de UNS Energy, ainsi qu'à l'achèvement de l'Expansion Waneta en 2015 et à l'achèvement des installations de GNL de Tilbury en 2016, qui contribueront à soutenir la croissance des dividendes.

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

La répartition approximative des dépenses en immobilisations devant être engagées au cours de la période de cinq exercices allant de 2014 à 2018, compte non tenu de UNS Energy, est la suivante : 50 % de ces dépenses devraient être engagés par les services publics réglementés d'électricité au Canada, en particulier par FortisAlberta; 27 % par les services publics réglementés de gaz au Canada; 11 % par Central Hudson; 5 % par les services publics d'électricité réglementés aux Caraïbes; et la tranche restante de 7 % aux exploitations non réglementées. Les dépenses en immobilisations des services publics réglementés sont assujetties à une approbation réglementaire. Au cours des cinq prochains exercices, la ventilation approximative des dépenses en immobilisations totales moyennes annuelles devant être engagées est la suivante : 37 % pour répondre à la croissance de la clientèle; 46 % pour assurer le maintien et l'amélioration du rendement, de la fiabilité et de la sûreté des actifs de production et de transport et de distribution, c'est-à-dire les investissements de maintien; et 17 % pour les installations, l'équipement, les véhicules, la technologie de l'information et d'autres actifs.

Les dépenses en immobilisations consolidées brutes pour 2014 devraient atteindre quelque 1,4 milliard de dollars, comme indiqué ci-après. Les dépenses en immobilisations prévues sont déterminées sur la base de rapports prévisionnels détaillés sur la demande d'énergie, les conditions météorologiques, le coût de la main-d'œuvre et des matériaux et d'autres facteurs, y compris la conjoncture économique, tous ces facteurs pouvant varier et faire en sorte que les dépenses réelles diffèrent des prévisions.

Dépenses en immobilisations consolidées brutes prévues¹⁾	
Exercice se terminant le 31 décembre 2014	
	<i>(en millions de dollars)</i>
Sociétés FortisBC Energy	329
Central Hudson	122
FortisAlberta	413
FortisBC Electric	130
Newfoundland Power	105
Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	56
Services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes	61
Services non réglementés – Fortis Generation	131
Activités non réglementées – autres que de services publics ²⁾	83
Total	1 430

¹⁾ Concerne les paiements au comptant prévus visant l'acquisition ou la construction d'immobilisations de services publics, d'immobilisations autres que ceux de services publics et d'actifs incorporels, comme il serait présenté dans l'état consolidé des flux de trésorerie. Exclut la composante des capitaux propres sans incidence sur la trésorerie de la provision pour fonds utilisés pendant la construction.

²⁾ Inclut les dépenses en immobilisations prévues d'environ 13 millions de dollars à FAES, qui sont comptabilisées dans le secteur Siège social et autres.

Les principaux projets d'investissement pour 2014 comportent la poursuite de la construction de l'Expansion Waneta, des dépenses d'environ 126 millions de dollars devant y être consacrées en 2014, ainsi que l'agrandissement des installations de stockage de GNL de Tilbury appartenant à FEI. En novembre 2013, le gouvernement de la Colombie-Britannique a annoncé qu'il dispensait le projet d'agrandissement des installations de GNL de Tilbury de l'obligation d'obtenir un certificat de commodité et de nécessité publique aux termes d'un examen mené par la BCUC. L'expansion devrait inclure un deuxième réservoir de GNL et un nouveau liquéfacteur, qui seraient tous deux en service en 2016. L'expansion augmentera la production de GNL et la capacité de stockage. L'expansion de l'usine de GNL de Tilbury est soumise à l'obtention de permis et approbations additionnels des autorités de réglementation et de protection de l'environnement. Le gouvernement de la Colombie-Britannique a plafonné à 400 millions de dollars les coûts relatifs au projet d'expansion, et pour 2014 les investissements prévus seront d'environ 100 millions de dollars.

Les filiales de la société prévoient avoir accès selon des modalités raisonnables à du capital à long terme en 2014 pour financer leurs programmes de dépenses en immobilisations.

La base tarifaire de mi-exercice de 2014 prévue à l'égard des principales entreprises de services publics réglementés de la société est indiquée dans le tableau suivant.

Base tarifaire de mi-exercice prévue pour 2014	
	<i>(en milliards de dollars)</i>
Sociétés FortisBC Energy	3,7
Central Hudson	1,1
FortisAlberta	2,5
FortisBC Electric	1,2
Newfoundland Power	1,0

3.0 DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Fortis est principalement une société de portefeuille internationale de services publics de distribution de gaz et d'électricité. L'entreprise principale de Fortis est segmentée par zones de concession et, selon les exigences de la réglementation, en fonction de la nature de l'actif. Fortis a également des investissements dans des actifs de production non réglementés et des actifs autres que de services publics, ce qui constitue deux secteurs d'activité distincts. Les secteurs présentant de l'information de la société permettent à la haute direction d'estimer le rendement de l'exploitation et d'évaluer la contribution de chaque secteur aux objectifs à long terme de Fortis. Chaque entité des secteurs à

présenter fonctionne avec une grande autonomie et est responsable de ses profits et de ses pertes, ainsi que de l'affectation de ses propres ressources.

Les secteurs d'entreprise de la société sont les suivants : i) services publics réglementés de gaz au Canada, ii) services publics réglementés de gaz et d'électricité aux États-Unis iii) services publics réglementés d'électricité au Canada, iv) services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes, v) services non réglementés – Fortis Generation, vi) services non réglementés – Autres que de services publics, et vii) siège social et autres.

Les activités comprises dans chacun des secteurs à présenter de la société sont décrites ci-après.

3.1 Services publics réglementés de gaz au Canada

3.1.1 Sociétés FortisBC Energy

Les services publics réglementés de gaz au Canada sont constitués de l'entreprise de transport et de distribution de gaz naturel exploitée par les sociétés FortisBC Energy, ce qui inclut principalement FEI, FEVI et FEWI.

FEI est le plus important distributeur de gaz naturel en Colombie-Britannique, servant environ 850 000 clients dans plus de 100 localités. Les principales zones desservies par FEI sont la région métropolitaine de Vancouver, la vallée du Fraser ainsi que les régions de Thompson, de l'Okanagan, de Kootenay et du centre nord intérieur de la Colombie-Britannique.

FEVI est propriétaire et exploitante du pipeline de transport de gaz naturel reliant la région métropolitaine de Vancouver à l'île de Vancouver, par le détroit de Georgia, et sert quelque 103 000 clients sur l'île de Vancouver et le long de la région côtière appelée « Sunshine Coast », en Colombie-Britannique.

FEWI est propriétaire et exploitante du réseau de distribution de gaz naturel dans la région de Whistler en Colombie-Britannique, ce qui lui permet de fournir le service à environ 3 000 clients.

En plus de fournir des services de transport et de distribution aux clients, les sociétés FortisBC Energy obtiennent également des approvisionnements en gaz naturel pour le compte de la plupart des clients résidentiels et commerciaux. L'approvisionnement en gaz naturel provient surtout de la région nord-est de la Colombie-Britannique et, au moyen du pipeline Southern Crossing de FEI, de l'Alberta.

Les sociétés FortisBC Energy sont propriétaires et exploitantes de pipelines de gaz naturel sur quelque 46 000 kilomètres et ont répondu à une demande quotidienne de pointe de 1 341 TJ en 2013.

Marché et ventes

Les volumes annuels de ventes de gaz naturel par les sociétés FortisBC Energy ont augmenté à 200 PJ en 2013, par rapport à 199 PJ en 2012. Les produits ont baissé à 1 378 millions de dollars en 2013, comparativement à 1 426 millions de dollars en 2012. Cette baisse des produits était principalement attribuable à la diminution globale du coût du gaz naturel facturé aux clients et à la baisse du RCP autorisé et de la composante capitaux propres de la structure du capital. La diminution a été en partie compensée par une hausse de la composante livraison des tarifs facturés à la clientèle à compter du 1^{er} janvier 2013.

Le tableau suivant présente la composition des produits et des volumes de gaz naturel selon les catégories de clients des sociétés FortisBC Energy pour 2013 et 2012.

Sociétés FortisBC Energy				
Produits et volumes de gaz selon les catégories de clients				
	Produits (%)		Volumes en PJ (%)	
	2013	2012	2013	2012
Résidentiel	56,1	55,7	37,5	36,7
Commercial	29,6	30,1	23,5	23,6
Industriel	3,0	3,9	2,5	3,0
	88,7	89,7	63,5	63,3
Transport	6,5	6,0	30,5	31,2
Autres ¹⁾	4,8	4,3	6,0	5,5
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

¹⁾ Inclut les montants aux termes de contrats à revenu fixe ainsi que les produits d'autres sources que la vente de gaz naturel.

Conventions d'achat de gaz

Afin de se doter d'un approvisionnement suffisant pour assurer des livraisons fiables de gaz naturel à leurs clients, les sociétés FortisBC Energy achètent leur approvisionnement à un groupe restreint de producteurs, de fournisseurs et de marchands tout en s'astreignant à des normes quant à la solvabilité des contreparties et en établissant des politiques en matière d'exécution et(ou) de gestion de contrats. Pour répondre à ses propres besoins et à ceux de FEWI, FEI conclut des contrats visant environ 119 PJ de charge minimum et saisonnière, desquels 104 PJ proviennent du nord-est de la Colombie-Britannique et sont acheminés vers le réseau de FEI au sein du réseau de pipeline T-South de Spectra Energy sur la côte ouest et environ 15 PJ consistent en l'approvisionnement tiré de l'Alberta, lequel est livré en Colombie-Britannique par les réseaux de TransCanada en Alberta et en Colombie-Britannique, puis par le pipeline Southern Crossing de FEI. FEVI conclut des contrats visant environ 11 PJ de charge annuelle minimum et saisonnière, principalement en provenance de la Colombie-Britannique. La plupart des contrats d'approvisionnement du portefeuille actuel sont à caractère saisonnier, soit pour la période estivale (d'avril à octobre), soit hivernale (de novembre à mars), quelques contrats comportant une durée variant entre une année et dix années.

Grâce au fonctionnement des reports en vertu de la réglementation, tout écart entre le coût prévisionnel des achats de gaz naturel, tel qu'il est reflété dans les tarifs facturés aux clients résidentiels et commerciaux, et le coût réel des achats de gaz naturel est récupéré auprès des clients dans les tarifs futurs ou leur est remboursé.

Les clients des marchés clés font appel aux sociétés FortisBC Energy afin que celles-ci obtiennent et livrent l'approvisionnement en gaz naturel pour eux, tandis que les clients industriels qui ne font appel qu'aux services de transport se chargent d'obtenir leur propre approvisionnement en gaz naturel et de le livrer au réseau des sociétés FortisBC Energy, qui le livrent ensuite aux installations d'exploitation de ces clients. FEI et FEVI concluent des contrats pour l'achat de capacité de transport à l'égard de pipelines de tiers comme ceux dont Spectra Energy et TransCanada sont propriétaires et qui sont assujettis à la réglementation de l'ONE, pour le transport de l'approvisionnement en gaz naturel à partir de divers carrefours commerciaux et d'autres emplacements jusqu'au réseau de FEI, puis jusqu'aux réseaux de FEVI et de FEWI. Les sociétés FortisBC Energy paient des frais fixes et des frais variables pour l'utilisation de la capacité de transport de ces pipelines, lesquels sont recouverts auprès de leurs clients des marchés clés au moyen des tarifs. Les sociétés FortisBC Energy concluent des contrats visant une capacité de transport ferme pour s'assurer qu'elles sont en mesure de s'acquitter de leur obligation d'approvisionner les clients dans leur vaste territoire d'exploitation dans tous les scénarios raisonnables de demande.

Stockage de gaz et accords d'écrêtement des pointes

Les sociétés FortisBC Energy font appel à des installations d'écrêtement des pointes et de stockage de gaz dans leur portefeuille pour :

- i) compléter l'approvisionnement de la charge de base contractuelle et l'approvisionnement en gaz saisonnier durant les mois d'hiver tout en affectant l'excédent de l'approvisionnement de la charge de base durant les mois d'été au remplacement des stocks;
- ii) atténuer les risques de pénurie de l'approvisionnement durant les températures plus froides et les débits de pointe;
- iii) gérer plus efficacement le coût du gaz pendant l'hiver; et
- iv) équilibrer l'offre et la demande quotidiennes sur le réseau de distribution, principalement durant les mois d'hiver.

FEI possède une capacité de stockage totalisant environ 31,4 PJ, qui comprend des installations d'écrêtement en réseau visant le GNL qui appartiennent à FEI et à FEVI ainsi qu'une capacité hors réseau obtenue aux termes de contrats conclus avec des tiers. Les installations de stockage de GNL de Tilbury offrent à FEI une capacité de stockage totale de 0,61 PJ et une capacité de livraison de 0,16 PJ par jour qui peut être utilisée pour des retraits de stockage. FEI a obtenu sous contrat avec FEVI une capacité de stockage supplémentaire de 1,42 PJ et une capacité de retraits de 0,14 PJ par jour à partir de l'installation de stockage de GNL de FEVI à Mount Hayes. FEI obtient également une capacité de stockage hors réseau aux termes de contrats conclus avec des tiers à divers endroits en Colombie-Britannique, en Alberta et dans la région du nord-ouest du Pacifique aux États-Unis. Ces installations de stockage et l'approvisionnement provenant des contrats d'écrêtement des pointes peuvent livrer un débit quotidien maximum de 0,7 PJ sur une base combinée durant les mois les plus froids compris entre décembre et février. Les ressources de FEI sont également affectées au service de FEVI.

FEVI possède une capacité de stockage totalisant 3 PJ, qui comprend une capacité en réseau qui provient de l'installation de stockage relative au GNL de Mount Hayes et une capacité hors réseau obtenue aux termes de contrats conclus avec des tiers. Grâce à ces installations, FEVI est dotée d'une capacité d'approvisionnement en gaz en période de pointe et d'une capacité de réseau durant les périodes de froid extrême et dans les situations d'urgence.

Ventes hors réseau

Les sociétés FortisBC Energy concluent des ventes hors réseau qui lui permettent de recouvrer ou de réduire les coûts liés à l'approvisionnement excédentaire et(ou) à la capacité de pipeline et de stockage non utilisée qui est disponible lorsque les besoins de charge quotidiens des clients sont remplis. Selon le modèle de partage des revenus prévu par le PIRAG, qui est approuvé par la BCUC, les sociétés FortisBC Energy peuvent toucher un paiement incitatif à l'égard de ses activités de rationalisation, en fonction des économies totales générées pour les clients. Dans le passé, FEI a touché environ un million de dollars par année aux termes du PIRAG, et les économies restantes sont transmises aux clients par le truchement de tarifs réduits. Durant l'année contractuelle terminée le 31 octobre 2013, les revenus nets totaux se sont établis à 49 millions de dollars par suite des activités de rationalisation de FEI, et FEI pourrait gagner un versement incitatif d'environ 1 million de dollars à cet égard sous réserve d'approbation par la BCUC.

Le programme PIRAG actuel, qui a été approuvé par la BCUC après un examen de ce programme en 2011, définit le partage des produits entre les clients et l'actionnaire. Ce programme est en vigueur depuis le 1^{er} novembre 2011 et la BCUC a récemment approuvé une prolongation de trois ans du programme, soit de la période du 1^{er} novembre 2013 au 31 octobre 2016 et, à compter du 1^{er} novembre 2013, ce programme portera également sur les activités d'atténuation exécutées par FEI pour le compte de FEVI.

Plan de gestion du risque lié aux prix

Par le passé, FEI et FEVI ont exercé des activités de gestion du risque lié au prix pour atténuer leur exposition aux fluctuations du prix du gaz naturel. Ces activités ont généralement comporté le recours à des instruments dérivés en conformité avec le PGRP approuvé par la BCUC. La stratégie de gestion du risque lié aux prix intégrée dans le PGRP avait principalement pour objectif de réduire la volatilité des prix et de faire en sorte que le coût du gaz naturel, dans la mesure du possible, demeure concurrentiel par rapport au tarif d'électricité. En juillet 2010, la BCUC a ordonné un examen de la stratégie de couverture de FEI et de FEVI aux termes du PGRP dans le contexte de la loi de la Colombie-Britannique intitulée *Clean Energy Act* et de la prévision d'un accroissement de l'offre

nationale de gaz naturel. En juillet 2011, au terme d'un processus d'examen élaboré, la BCUC a établi que la stratégie de couverture ne servait plus les intérêts des clients et a ordonné à FEI de suspendre la plus grande partie de ses activités de couverture visant le gaz naturel. FEI a également reçu pour directive de gérer les contrats de couverture déjà en place jusqu'à leur expiration.

Les contrats de couverture existants demeureront en vigueur jusqu'à leur échéance, et les sociétés FortisBC Energy conservent pleinement la capacité de récupérer le coût du gaz naturel au moyen des tarifs facturés aux clients. À l'heure actuelle, FEI a des contrats de couverture en vigueur jusqu'à la fin de mars 2014 qui découlent de PGRP approuvés antérieurement. De même, FEVI a des contrats de couverture en vigueur jusqu'en octobre 2014.

Dégroupement

Le programme de choix offert aux clients de FEI permet aux clients commerciaux et résidentiels admissibles de FEI de choisir d'acheter leur approvisionnement en gaz naturel auprès de FEI ou directement auprès de tiers négociants. FEI continue d'assurer le service de livraison du gaz naturel à l'ensemble de ses clients.

Le programme de choix est en vigueur depuis novembre 2004 dans le cas des clients commerciaux et depuis novembre 2007 dans le cas des clients résidentiels. Des quelque 78 000 clients commerciaux admissibles au 31 décembre 2013, environ 7 600 participaient au programme et achetaient leur approvisionnement auprès d'autres fournisseurs. De manière analogue, parmi les quelque 765 000 clients résidentiels admissibles, environ 38 000 clients participaient à ce programme au 31 décembre 2013.

Litiges

En avril 2013, FHI et Fortis ont été nommées défenderesses dans une action intentée par la bande indienne de Coldwater devant la Cour suprême de la Colombie-Britannique. L'action intentée concerne les droits se rapportant à un droit de passage de pipeline sur des terres de la réserve. Le pipeline situé sur le droit de passage a été transféré par FHI (alors Terasen Inc.) à Kinder Morgan Inc. en avril 2007. La bande indienne de Coldwater veut obtenir une ordonnance annulant le droit de passage et demande des dommages-intérêts en compensation d'une entrave 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 audités pour 2013.

FEI a été demanderesse dans une action devant la Cour suprême de la Colombie-Britannique contre la ville de Surrey. Par cette action, elle demandait à la Cour de rendre une décision au sujet de la manière dont les coûts associés au déplacement d'un pipeline de transport de gaz naturel seraient partagés entre la société et la ville de Surrey. Ce déplacement a été rendu nécessaire en raison du déploiement et de l'agrandissement de l'infrastructure de transport de la ville de Surrey. FEI prétend que les parties avaient une entente portant sur la répartition des coûts susmentionnés. La ville de Surrey a présenté des demandes reconventionnelles comprenant notamment une allégation selon laquelle FEI n'avait pas respecté cette entente et que la ville de Surrey avait subi des dommages en conséquence. En décembre 2013, la cour a rendu une décision par laquelle elle ordonnait à FEI et à la ville de Surrey d'assumer à parts égales le coût du déplacement du pipeline. Le tribunal a donné droit à la demande reconventionnelle de la ville de Surrey concernant la violation de l'entente par FEI. Le montant des dommages-intérêts pouvant être accordés à la ville de Surrey à une audience ultérieure ne peut être raisonnablement établi et évalué pour le moment et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés audités pour 2013.

Ressources humaines

Au 31 décembre 2013, les sociétés FortisBC Energy employaient 1 720 personnes en équivalent temps plein. À peu près 71 % des membres du personnel sont représentés par la FIOE et le SEPB aux termes de conventions collectives.

La FIOE représente les membres du personnel affecté à divers postes dans les secteurs du transport et de la distribution. Une convention collective conclue avec la FIOE est entrée en vigueur au milieu de 2012 et arrivera à échéance le 31 mars 2015.

Deux conventions collectives ont été conclues entre FEI et le SEPB. La première vise les membres du personnel affectés à divers postes dans les secteurs de l'administration et du soutien à l'exploitation et arrive à échéance le 31 mars 2015. La deuxième convention collective conclue avec le SEPB vise les membres du personnel affectés au service à la clientèle et arrive à échéance le 31 mars 2014; cependant, FEI a négocié une entente avec le SEPB, sous réserve de ratification, qui expire le 31 mars 2017.

3.2 Services publics réglementés de gaz et d'électricité aux États-Unis

3.2.1 Central Hudson

Central Hudson fournit des services publics réglementés de transport et de distribution d'énergie à approximativement 300 000 consommateurs d'électricité et à 77 000 consommateurs de gaz naturel dans huit comtés de la région médiane de la vallée de l'Hudson. Central Hudson a été acquise par Fortis dans le cadre de l'acquisition de CH Energy Group en juin 2013.

Central Hudson sert un territoire comprenant quelque 6 700 kilomètres carrés dans la vallée de l'Hudson. L'électricité est distribuée à la grandeur du territoire tandis que le gaz naturel n'est offert qu'à l'intérieur et en périphérie des villes de Poughkeepsie, Beacon, Newburgh et Kingston, dans l'État de New York, ainsi que dans certaines zones adjacentes et intercalaires.

Le réseau de transport et de distribution d'électricité de Central Hudson compte des lignes sur quelque 15 000 kilomètres, et il a répondu à une demande de pointe de 1 202 MW en 2013. Le réseau de gaz naturel de la société compte des pipelines de distribution et de transport de gaz sur environ 2 200 kilomètres et a répondu à une demande de pointe de 125 TJ en 2013.

Marché et ventes

Depuis la date d'acquisition, les ventes d'électricité ont été de 2 629 GWh, comparativement à 2 665 GWh pour la période correspondante de l'exercice précédent. Les volumes de gaz pour la période depuis la date d'acquisition ont été de 9 PJ, comparativement à 12 PJ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Les produits pour la période depuis la date d'acquisition ont été de 321 millions de dollars US, comparativement à 318 millions de dollars US pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Le tableau suivant indique la composition des produits, des ventes d'électricité et des volumes de gaz de Central Hudson selon les catégories de clients en 2013.

Central Hudson¹⁾			
Produits tirés des ventes d'électricité et de gaz selon les catégories de clients en 2013			
	Produits (%)	Ventes en GWh (%)	Volumes en PJ (%)
Résidentiel	61,5	40,5	40,2
Commercial	29,5	38,1	37,8
Industriel	4,6	20,4	20,4
Autres ²⁾	4,4	1,0	1,6
Total	100,0	100,0	100,0

¹⁾ L'information présentée concerne l'exercice clos le 31 décembre 2013. Comme Central Hudson a été acquise par Fortis en juin 2013, seuls les résultats financiers depuis la date d'acquisition du 27 juin 2013 sont comptabilisés dans les états financiers consolidés audités de la société pour 2013.

²⁾ Inclut l'électricité vendue et les volumes de gaz livrés à d'autres entités pour des fins de revente et les produits tirés de sources autres que la vente d'électricité et de gaz.

Approvisionnement en électricité

Central Hudson a l'obligation d'approvisionner les clients de détail abonnés à son réseau de distribution d'électricité. Central Hudson n'est propriétaire que d'une faible capacité de production d'électricité et s'en remet surtout à des achats de capacité et d'électricité auprès de tiers fournisseurs pour répondre aux besoins de ses clients de l'électricité à services complets. Les clients de détail de Central Hudson ont le choix de s'approvisionner en électricité auprès de fournisseurs tiers ou de continuer de l'obtenir de la société. Dans le cadre de son obligation d'approvisionner les clients ayant choisi Central Hudson comme fournisseur d'électricité, celle-ci est partie à une convention de partage des produits suivant laquelle elle pourra, pendant une période de 10 ans commençant en 2011, bénéficier d'une quote-part des produits tirés par Nine Mile Point LLC des ventes de l'électricité produite par l'unité n° 2 de la centrale nucléaire Nine Mile Point, en fonction du tarif en vigueur de l'électricité. En 2013, comme le tarif en vigueur de l'électricité était supérieur au tarif prévu par contrat, Central Hudson n'a réalisé aucun gain aux termes de cette convention. La convention ne prévoit aucune circonstance qui obligerait Central Hudson à effectuer des paiements.

Central Hudson a conclu avec Entergy Nuclear Power Marketing, LLC des contrats d'achat d'électricité, et non de capacité, sur une base conditionnelle par unité à des prix préétablis applicables du 1^{er} janvier 2011 au 31 décembre 2013. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, le coût de l'électricité fournie aux termes de ces contrats s'est élevé à 20 millions de dollars américains, ce qui représente quelque 14 % des exigences de Central Hudson relatives à ses clients à services complets.

Puisque les achats effectués aux termes de ces contrats constituent des achats courants, ils sont donc exclus des exigences comptables se rapportant aux instruments dérivés. Si la contrepartie susmentionnée ne respectait pas son engagement de livraison en vertu des contrats, Central Hudson pourrait se tourner vers le marché du NYISO pour se procurer l'approvisionnement requis et, aux termes du traitement actuel prévu par le mécanisme d'établissement des tarifs de la société, en recouvrer le coût intégral auprès des clients.

Central Hudson doit en outre acquérir une capacité suffisante pour répondre aux besoins en charge de pointe de ses clients à services complets. Cette exigence de capacité est respectée par des contrats conclus avec des fournisseurs de capacité, des achats sur le marché de capacité du NYISO ainsi que par sa propre capacité de production. En 2013, les besoins en électricité de Central Hudson ont été comblés en une proportion de moins de 2 % par sa propre capacité de production et les 98 % restants, par des achats d'électricité.

En novembre 2013, Central Hudson a conclu un contrat visant l'achat de 200 MW de puissance installée, du 1^{er} mai 2014 au 30 avril 2017. Le NYISO a été autorisé par la FERC à créer une nouvelle zone de capacité dans la partie inférieure de la vallée de l'Hudson dans le but de maintenir la fiabilité du réseau et d'attirer les investissements dans de nouvelles centrales et dans les centrales existantes, et celle-ci devrait être établie en mai 2014. Les modalités principales du contrat prévoient que Central Hudson versera le prix de règlement dans le cadre d'une enchère sur le marché au comptant de la capacité du NYISO pour le mois pertinent de la livraison, moins 0,175 dollar US par kilowatt/mois et multiplié par la quantité prévue par contrat du produit livré au cours du mois.

Achats de gaz

Pour s'assurer de fournir de manière fiable une quantité adéquate de gaz, Central Hudson achète le gaz dont elle a besoin auprès d'une liste approuvée d'entreprises de commercialisation et de producteurs. Pendant l'hiver, Central Hudson conclut des contrats visant environ 7,61 PJ pour répondre aux besoins de ses clients. Environ 2,17 PJ de gaz proviennent du Canada et sont transportés par le réseau de TransCanada et celui de Iroquois Pipeline. Le gaz nécessaire pour combler le reste de ses besoins est acquis de sources au pays et est transporté sur les réseaux pipeliniers de Tennessee Gas Pipeline, d'Algonquin Pipeline, de Millennium et de Columbia Gas Pipeline. Central Hudson conclut également des contrats pour le stockage dans des zones de marché avec Tennessee Gas Pipeline, Columbia Pipeline et Dominion Transmission. Les achats de gaz sur le marché au comptant sont effectués au besoin. La plupart des contrats d'approvisionnement du portefeuille actuel sont à caractère saisonnier, soit pour la période estivale (d'avril à octobre), soit hivernale (de novembre à mars), en plus de quelque contrats d'une durée d'une année et plus.

Litiges en cours

En mai 2012, CH Energy Group et Fortis ont conclu un accord de règlement proposé avec l'avocat des actionnaires demandeurs relativement à plusieurs actions à l'encontre de Fortis et d'autres défendeurs intentées ou transférées devant la Cour suprême de l'État de New York, comté de New York, au sujet de l'acquisition de CH Energy Group par Fortis. Les demandeurs alléguent de façon générale que les administrateurs de CH Energy Group avaient manqué à leurs obligations de fiduciaires quant à l'acquisition et que CH Energy Group, Fortis, FortisUS et Cascade Acquisition Sub Inc. auraient soutenu ou encouragé ce manquement. L'accord de règlement doit être approuvé par la Cour. En février 2014, la Cour suprême de l'État de New York, comté de New York, a rendu une ordonnance autorisant provisoirement un recours collectif et portant des directives ayant suscité la tenue d'une audience en matière de règlement qui devrait avoir lieu en juin 2014.

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

Éventualités environnementales

Anciennes installations des UGM

Central Hudson et ses prédécesseurs ont été propriétaires et exploitants d'UGM pour répondre aux besoins en chauffage et en éclairage de leurs clients. Ces usines ont commencé à produire du gaz à partir de charbon et de pétrole du milieu à la fin des années 1800 jusqu'à ce que les dernières aient cessé leurs activités vers 1950. Cette production génère certains sous-produits qui pouvaient 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 UGM dans l'État de New York, a avisé Central Hudson qu'il croit que la société et ses prédécesseurs ont à un moment donné été propriétaires ou exploitants, ou les deux, des usines de gaz sur sept sites dans la zone de service de Central Hudson. Entre autre, le DEC a exigé que la société fasse enquête sur l'état des sites et, s'il y a lieu, procède à la remise en état des sites en vertu d'une ordonnance sur consentement, d'un accord de nettoyage volontaire ou d'un accord de nettoyage des friches industrielles. Central Hudson provisionne les coûts de remise en état d'après des montants qui peuvent être raisonnablement estimés. Au 31 décembre 2013, une obligation de 41 millions de dollars US a été comptabilisée au titre de la remise en état des sites des UGM et, en fonction d'une analyse de modélisation des coûts effectuée en 2012, il est estimé, selon un niveau de confiance de 90 %, que le total des coûts de remise en état sur 30 ans de ces sites n'excédera pas 152 millions de dollars US.

Central Hudson a avisé ses assureurs et prévoit leur demander le remboursement des coûts de remise en état, lorsque les polices couvrent pareils coûts. De plus, comme le permet la PSC, Central Hudson peut actuellement reporter, pour recouvrement futur auprès des clients, les écarts entre les coûts réels de l'enquête et de la remise en état des sites des UGM et les limites tarifaires prévues, et les charges correspondantes seront comptabilisées sur les soldes reportés au taux de rendement autorisé avant impôts.

Eltings Corners

Central Hudson possède et exploite une installation d'entretien et d'entreposage. Le processus de renouvellement du permis de cette installation pour la gestion de déchets dangereux a mené à la découverte d'une contamination des sédiments de la zone humide située en face de la propriété principale. Sur la foi des résultats de l'enquête menée par Central Hudson, le DEC et Central Hudson ont convenu, vers la fin de 2013, qu'il n'était pas nécessaire d'effectuer d'autres enquêtes. Sur demande du DEC, Central Hudson a soumis à l'examen du DEC un document provisoire établissant la

portée de l'étude sur les mesures d'assainissement à apporter. Bien que l'étendue de la contamination ait maintenant été établie, le moment et les coûts de toute remise en état future ne peuvent être raisonnablement estimés à ce jour, et, par conséquent, aucun montant n'a été provisionné dans les états financiers consolidés audités pour 2013.

Ressources humaines

Au 31 décembre 2013, Central Hudson employait 884 personnes en équivalent temps plein. Quelque 60 % des membres du personnel sont représentés par la FIOE aux termes d'une convention collective.

La FIOE représente le personnel des secteurs de la construction et de l'entretien, les représentants du service à la clientèle, les travailleurs du secteur des services et le personnel de bureau, mais ne représente pas le personnel occupant des postes de gestion ou de supervision, ni les professionnels. La convention avec la FIOE expire le 30 avril 2017.

3.3 Services publics réglementés d'électricité au Canada

3.3.1 FortisAlberta

FortisAlberta est une société réglementée de services publics de distribution d'électricité dans la province d'Alberta. Elle a pour activités la propriété et l'exploitation d'installations réglementées de distribution d'électricité qui distribuent l'électricité produite par d'autres intervenants du marché, depuis des sous-stations de transport à haute tension jusqu'aux clients utilisateurs finals. La société n'exerce pas d'activités de production, de transport ou de vente directe d'électricité. FortisAlberta possède et(ou) exploite le réseau de distribution d'électricité dans une part importante du sud et du centre de l'Alberta, qui compte des lignes de distribution déployées sur quelque 118 000 kilomètres. Bon nombre des clients de la société sont situés dans des zones rurales et des banlieues en périphérie des villes d'Edmonton et de Calgary et entre ces villes. Le réseau de distribution de FortisAlberta sert quelque 518 000 clients, ce qui comprend les consommateurs d'électricité résidentiels, commerciaux, agricoles, pétroliers et gaziers et industriels, et ce réseau a répondu à une demande de pointe de 2 613 MW en 2013.

Les livraisons annuelles d'électricité de FortisAlberta se sont accrues, atteignant 16 934 GWh en 2013, comparativement à 16 799 GWh en 2012. Les produits ont atteint 475 millions de dollars en 2013 par rapport à 448 millions de dollars en 2012.

Puisqu'une tranche importante des produits tirés de la distribution par 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 dépendent de nombreuses variables, dont beaucoup sont indépendantes des livraisons réelles d'énergie.

Le tableau suivant présente la composition des produits et des livraisons d'électricité de FortisAlberta selon les catégories de clients pour les exercices 2013 et 2012.

FortisAlberta				
Produits et livraisons d'électricité selon les catégories de clients				
	Produits (%)		Livraisons en GWh¹⁾ (%)	
	2013	2012	2013	2012
Résidentiel	29,6	30,5	17,0	16,7
Commerces, industries et champ pétrolier de grande envergure	20,8	20,9	61,3	61,9
Installations agricoles	11,8	12,5	7,6	7,5
Petits commerces	10,5	11,0	7,9	7,8
Petites entreprises exploitant des champs pétroliers	8,3	8,8	5,8	5,7
Autres ²⁾	19,0	16,3	0,4	0,4
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

¹⁾ Les pourcentages en GWh présentés excluent les livraisons de FortisAlberta en GWh aux clients reliés au réseau de transport. Ces livraisons ont été de 6 919 GWh en 2013 et de 7 195 GWh en 2012 et consistaient principalement en des livraisons d'énergie faites à des clients industriels de grande envergure qui sont directement reliés au réseau de transport.

²⁾ Cette catégorie inclut les produits réalisés à partir d'autres sources que la livraison d'énergie, y compris le service d'éclairage des voies publiques et les avenants, reports et rajustements tarifaires.

Conventions de concession

FortisAlberta sert les clients résidant dans diverses municipalités disséminées dans ses territoires de desserte au moyen de conventions de concession entre la société et les municipalités respectives. Les autorités municipales en Alberta envisagent de temps à autre la création de leurs propres services publics de distribution d'électricité en achetant les biens de FortisAlberta qui se trouvent à l'intérieur des limites de leur municipalité. À la résiliation de la convention de concession ou en l'absence d'une telle convention, une municipalité a le droit, sous réserve de l'approbation de l'AUC, d'acheter les actifs de FortisAlberta qui se trouvent à l'intérieur des limites de la municipalité en vertu de la loi intitulée *Municipal Government Act* (Alberta) au prix dont conviennent la société et la municipalité, à défaut de quoi ce prix devra être établi par l'AUC. De plus, en vertu de la loi intitulée *Hydro and Electric Energy Act* (Alberta), si une municipalité qui est propriétaire d'un réseau de distribution d'électricité étend ses limites, elle peut acquérir les biens de FortisAlberta dans le territoire annexé. Dans ces circonstances, la loi intitulée *Hydro and Electricity Energy Act* (Alberta) prévoit que l'AUC peut décider si la municipalité devrait verser un dédommagement à la société à l'égard de toute installation qui a été transférée sur le fondement du coût de remplacement après déduction de l'amortissement. Compte tenu de la croissance économique et démographique historique de l'Alberta et de ses municipalités, FortisAlberta est à l'occasion touchée par des opérations de cette nature.

FortisAlberta détient des conventions de concession conclues avec 140 municipalités au sein de son territoire de desserte. En 2012, FortisAlberta a obtenu l'approbation de l'AUC à l'égard d'un nouveau libellé de convention de concession. Ce nouveau libellé a été déposé auprès de l'AUC après des négociations menées avec l'organisme appelé Alberta Urban Municipalities Association et un processus de consultation avec les municipalités. La nouvelle convention de concession normalisée comporte une durée de 10 ans et est assortie d'une option qui permettra le renouvellement automatique de la convention pour une durée supplémentaire de cinq ans. Jusqu'à présent, FortisAlberta a fait passer 60 des municipalités du territoire de desserte à la nouvelle convention de concession et a l'intention de faire passer à cette nouvelle convention au moins 90 % de toutes les municipalités d'ici la fin de 2015.

Ressources humaines

Au 31 décembre 2013, FortisAlberta avait 1 106 travailleurs en équivalent temps plein. Environ 75 % des membres du personnel de la société sont membres de la UUWA. En décembre 2013, Fortis Alberta en est venue à une entente avec la UUWA au sujet d'une nouvelle convention collective d'une durée de quatre ans expirant le 31 décembre 2017.

3.3.2 FortisBC Electric

FortisBC Electric est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée propriétaire de centrales hydroélectriques, de lignes de transport à haute tension et d'un vaste réseau de biens de distribution situés dans l'intérieur méridional de la Colombie-Britannique. La société sert une combinaison diversifiée d'environ 164 000 clients, dont quelque 128 000 sont servis directement par les biens de la société dans des collectivités qui comprennent notamment celles de Kelowna, d'Oliver, d'Osoyoos, de Trail, de Castlegar, de Creston et de Rossland, tandis que les autres le sont au moyen d'ententes d'approvisionnement en gros d'électricité conclues avec des distributeurs municipaux. En mars 2013, FortisBC Electric a fait l'acquisition des actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la ville de Kelowna, ce qui lui permet maintenant de servir directement quelque 15 000 clients auparavant servis par cette ville. En 2013, FortisBC Electric a répondu à une demande de pointe de 699 MW. Les clients résidentiels représentent la plus grande catégorie de clients de la société. Les biens de transport et de distribution de FortisBC Electric incluent des lignes de transport et de distribution sur environ 7 150 kilomètres et 65 sous-stations.

FortisBC Electric fournit également des services reliés à l'exploitation, à l'entretien et à la gestion de la centrale de production hydroélectrique Waneta de 493 MW appartenant à Teck Metals et BC Hydro, de la centrale hydroélectrique de Brilliant de 149 MW et de l'agrandissement de la centrale hydroélectrique Brilliant de 120 MW appartenant à CPC/CBT et de la centrale hydroélectrique Arrow Lakes de 185 MW appartenant à CPC/CBT.

Marché et ventes

FortisBC Electric a un bassin de clients variés constitué surtout de clients résidentiels, commerciaux, industriels, de municipalités clientes du service de gros et d'autres clients industriels. Les ventes annuelles d'électricité ont atteint 3 211 GWh en 2013, comparativement à 3 143 GWh pour 2012. Les produits ont augmenté, passant de 306 millions de dollars en 2012 à 317 millions de dollars en 2013.

Le tableau suivant présente la composition des produits et des ventes d'électricité de FortisBC Electric selon les catégories de clients pour les exercices 2013 et 2012.

FortisBC Electric ¹⁾				
Produits et ventes d'électricité selon les catégories de clients				
	Produits (%)		Ventes en GWh (%)	
	2013	2012	2013	2012
Résidentiel	50,1	43,9	45,3	38,8
Commercial	23,2	21,1	23,7	23,2
Ventes en gros	15,5	20,3	21,6	28,7
Industriel	8,5	7,1	9,4	9,3
Autres ²⁾	2,7	7,6	–	–
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

¹⁾ Depuis que FortisBC Electric a fait l'acquisition des actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la ville de Kelowna en mars 2013, elle sert désormais directement quelque 15 000 clients auparavant servis par cette ville. Par conséquent, les produits et les ventes de GWh aux clients résidentiels, commerciaux et industriels ont augmenté pour 2013 par rapport à 2012, et les ventes aux clients de gros ont diminué.

²⁾ Cette catégorie inclut les produits provenant de sources autres que la vente d'électricité, y compris les produits de FortisBC Pacific Holdings découlant des services non réglementés d'exploitation, d'entretien et de gestion.

Production et approvisionnement en électricité

FortisBC Electric comble les besoins d'approvisionnement en électricité de ses clients par une combinaison de sa propre production et de contrats d'achat d'électricité. La société possède quatre centrales hydroélectriques réglementées sur la rivière Kootenay d'une puissance globale de 223 MW fournissant à peu près 45 % des besoins énergétiques de la société et 30 % de sa capacité de pointe requise. FortisBC Electric comble le reste de ses besoins au moyen d'un portefeuille de CAE à long et à court termes.

Les quatre centrales de production hydroélectrique de FortisBC Electric sont régies par la CCC. La CCC est une convention multipartite permettant aux cinq propriétaires distincts de huit grandes centrales hydroélectriques (d'une puissance combinée de 1 565 MW et relativement proches les unes des autres) de coordonner l'exploitation et les activités de répartition de leurs centrales.

Le tableau suivant présente les centrales et indique leur puissance ainsi que leurs propriétaires.

Centrale	Puissance (MW)	Propriétaires
Centrale Canal	580	BC Hydro
Barrage Waneta	493	Teck Metals et BC Hydro
Réseau de la rivière Kootenay	223	FortisBC Electric
Barrage Brilliant et agrandissement	269	BPC et BEPC
Total	1 565	

BPC, BEPC, Teck Metals et FortisBC Electric sont collectivement définies dans la CCC en tant que parties à l'admissibilité. La CCC permet à BC Hydro et aux parties à l'admissibilité, grâce à une utilisation coordonnée des débits d'eau aux termes du Traité du fleuve Columbia de 1961 entre le Canada et les États-Unis, et à l'exploitation coordonnée des réservoirs de stockage et des centrales, de produire plus d'électricité à partir de leurs centrales de production respectives qu'elles ne pourraient le faire si elles faisaient affaire de façon indépendante. Aux termes de la CCC, BC Hydro accueille dans son réseau toute l'électricité réellement produite les sept centrales appartenant aux parties à l'admissibilité. En échange de l'autorisation accordée à BC Hydro de fixer le débit de ces installations, chacune des parties à l'admissibilité est autorisée par contrat à recevoir son admissibilité annuelle fixe de puissance et d'énergie de BC Hydro, qui est actuellement fondée sur un historique de débits d'eau sur 50 ans. Les parties à l'admissibilité reçoivent leurs admissibilités établies, sans égard aux débits d'eau réels à destination de leur centrale, et sont ainsi protégées contre le risque lié à la disponibilité de l'eau. Si la CCC prenait fin, la production des centrales du réseau de la rivière Kootenay de FortisBC Electric correspondrait, avec le débit d'eau et le stockage autorisés aux termes de ses permis existants et en fonction d'une moyenne à long terme, à peu près à la production que FortisBC Electric peut réaliser dans le cadre de la CCC. La CCC n'a aucune incidence sur la propriété des biens de production matériels par FortisBC Electric. La CCC demeure en vigueur jusqu'à ce qu'elle soit résiliée par l'une des parties moyennant un avis d'au moins cinq ans donné à tout moment à compter du 31 décembre 2030.

La plus grande partie du reste de l'approvisionnement en électricité de FortisBC Electric est acquise grâce à des contrats d'achat d'électricité à long terme qui se détaillent ainsi :

- i. un CAE à long terme de 149 MW conclu avec BPC prenant fin en 2056 (le « CAE Brilliant »);
- ii. un CAE de 200 MW conclu avec BC Hydro prenant fin en 2033 sous réserve de l'approbation des autorités de réglementation (le « CAE BC Hydro »);
- iii. une entente sur la capacité et l'achat d'électricité conclue avec CPC, agissant pour le compte de BEPC, pour la période allant de 2013 à 2017 (l'« entente sur la capacité et l'achat d'électricité de l'agrandissement Brilliant »);
- iv. divers petits contrats d'achat d'électricité avec des producteurs d'électricité indépendants; et
- v. une entente d'une durée de 40 ans visant l'achat de capacité de l'Expansion Waneta à compter de l'achèvement de la construction, qui est prévu pour le printemps 2015 (la « ECEW »).

La plupart de ces contrats d'achat ont été acceptés par la BCUC, et les coûts estimés et engagés avec prudence aux termes de ceux-ci sont transmis aux abonnés dans les tarifs d'électricité de FortisBC Electric. Bien que la société puisse actuellement combler la plus grande partie des besoins en approvisionnement de ses clients par sa propre production et les CAE décrits ci-dessus, il se peut qu'elle doive, pour couvrir une partie de la charge des services aux clients durant les périodes de demande de pointe de l'été et de l'hiver, se tourner vers le marché pour y acheter de l'électricité à court terme sur le marché au comptant et au moyen d'achats de capacité contractuelle. À condition d'être engagés avec prudence, les coûts associés à ces achats sont récupérés au moyen des tarifs aux clients.

CAE Brilliant

En vertu du CAE Brilliant, FortisBC Electric a convenu d'acheter à long terme à BPC i) l'admissibilité attribuée à la centrale hydroélectrique Brilliant et ii) après l'expiration de la CCC, le débit électrique réel produit par la centrale hydroélectrique Brilliant. Bien que l'admissibilité totale soit de 985 000 MWh, FortisBC Electric n'achète pas les quelque 60 000 MWh du débit réglementé majoré auquel elle a droit. Toutefois, la société a conclu avec CPC un autre contrat visant cette électricité pour une période de cinq ans, comme il est indiqué ci-après. Le CAE Brilliant recourt à une structure contractuelle d'achat ferme obligeant FortisBC Electric à payer l'admissibilité de la centrale hydroélectrique Brilliant, peu importe si FortisBC Electric en prend réellement livraison. FortisBC Electric ne prévoit pas de circonstances aux termes desquelles la société devrait payer l'électricité dont elle n'a pas besoin. Durant les 30 premières années de la durée du CAE Brilliant, FortisBC Electric verse à BPC un montant qui couvre les coûts d'exploitation et d'entretien de la centrale hydroélectrique Brilliant et prévoit un rendement sur le capital, y compris les coûts d'achat initiaux, les coûts de réinvestissement de maintien et tout investissement relatif au prolongement de durée. Durant les 30 années suivantes de la durée du CAE Brilliant (à compter de 2026), un rajustement recourant à un mécanisme de prix du marché fondé sur la valeur comptable nette de la centrale hydroélectrique Brilliant et sur les coûts d'exploitation alors en vigueur sera apporté aux montants payables par FortisBC Electric. Le CAE Brilliant a comblé environ 26 % des besoins énergétiques de la société en 2013.

CAE BC Hydro

FortisBC Electric est signataire du CAE BC Hydro, qui accorde à la société de l'électricité additionnelle pour combler ses besoins de charge, jusqu'à concurrence d'une demande maximum de 200 MW. L'énergie achetée conformément au CAE BC Hydro a fourni respectivement environ 25 % et 11 % de la capacité et des besoins énergétiques de FortisBC Electric en 2013. La société et BC Hydro ont terminé les pourparlers au sujet du contrat de remplacement qui est assorti d'une durée supplémentaire de 20 ans et reste à être approuvé par la BCUC. La durée du CAE BC Hydro actuel, qui prenait fin en 2013, a été prolongée jusqu'au début du mois suivant l'approbation de la BCUC.

Entente sur la capacité et l'achat d'électricité de l'agrandissement Brilliant

En novembre 2012, FortisBC Electric a conclu une entente visant l'achat de capacité et l'achat d'électricité de 2013 à 2017 auprès de CPC agissant pour le compte de BPC. L'entente a été acceptée par la BCUC en décembre 2012. Cette entente permet à FortisBC Electric d'acheter les droits d'admissibilité inutilisés de CPC aux termes de la CCC qui ont trait à la centrale hydroélectrique Brilliant et à la centrale hydroélectrique de l'agrandissement Brilliant, y compris une tranche de 60 000 MWh provenant de la centrale hydroélectrique Brilliant qui n'est pas incluse dans le CAE Brilliant. Cette entente vise un total de 78 500 MWh et a fourni environ 2 % des besoins en énergie de FortisBC Electric en 2013.

Achats auprès des producteurs indépendants

FortisBC Electric a divers petits contrats d'achat d'électricité auprès de producteurs d'électricité indépendants, lesquels ont fourni collectivement quelque 1 % des exigences d'approvisionnement en électricité de la société en 2013. La BCUC a accepté la plupart de ces contrats.

Achats sur le marché au comptant et achats de capacité contractuelle

En 2013, FortisBC Electric a conclu diverses ententes d'achat de capacité et d'énergie sur le marché pour combler ses besoins énergétiques de pointe et optimiser l'ensemble de son portefeuille de sources d'approvisionnement en électricité. Certains de ces achats ont été conclus aux taux du marché en vigueur, proviennent des États-Unis et de la Colombie-Britannique et sont ordinairement liés aux prix au carrefour Mid-Columbia dans le nord-ouest du Pacifique aux États-Unis. En 2010, la société a conclu une convention afin d'effectuer des achats de capacité hivernale à prix fixe jusqu'en février 2016 pour contribuer à atténuer les risques relatifs à l'instabilité du marché et à la disponibilité. Les achats contractuels sur le marché au comptant ont comblé environ 15 % des besoins énergétiques de FortisBC Electric en 2013.

ECEW

En novembre 2011, FortisBC Electric a conclu la ECEW portant sur l'achat de capacité sur une période de 40 ans à compter de l'achèvement de l'Expansion Waneta, qui est prévu pour le printemps 2015. En mai 2012, la BCUC a établi que la version signée de la ECEW a été acceptée aux fins de dépôt à titre de contrat d'approvisionnement en énergie et est dans l'intérêt public. L'Expansion Waneta est

incluse dans la CCC 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 annuelle d'environ 630 GWh, de même que la capacité connexe requise pour sa livraison, provenant de l'Expansion Waneta sera vendue à BC Hydro dans le cadre d'un accord d'achat d'énergie à long terme. L'excédent de capacité, à hauteur de 234 MW en fonction d'une moyenne annuelle, sera vendu à FortisBC Electric pendant 40 ans aux termes de la ECEW. Pour de plus amples renseignements, se reporter à l'article 3.5 de la présente notice annuelle de 2013.

Litiges en cours

Le gouvernement de la Colombie-Britannique a invoqué de prétendus manquements au code d'exploitation forestière et une conduite négligente relativement à un feu de forêt qui a eu lieu près du Lac Vaseux en 2003, avant l'acquisition de FortisBC Electric par Fortis, et a signifié une assignation et demande introductive d'instance datées du 2 août 2005 à l'endroit de FortisBC Electric. Le gouvernement de Colombie-Britannique a indiqué que sa réclamation vise des dommages d'environ 15 millions de dollars ainsi que des intérêts avant jugement, mais il ne les a pas pleinement quantifiés. FortisBC Electric et ses assureurs continuent d'opposer une défense à la réclamation du gouvernement de Colombie-Britannique. On ne peut à ce moment-ci prévoir et estimer avec assez de certitude le résultat de ces recours et aucun montant n'a donc été provisionné à cet égard dans les états financiers consolidés audités pour 2013.

Le gouvernement de la Colombie-Britannique a produit une réclamation devant la Cour suprême de la Colombie-Britannique en juin 2012, alléguant pour son propre compte et pour celui d'environ 17 propriétaires de maisons des dommages subis par suite d'un glissement de terrain causé par la défaillance d'un barrage à Oliver, en Colombie-Britannique, en 2010. Dans sa réclamation, le gouvernement de la Colombie-Britannique allègue que la défaillance du barrage résulte de l'utilisation par les défendeurs, dont FortisBC Electric, d'une route surplombant le barrage. Selon les estimations du gouvernement de la Colombie-Britannique, ses dommages et ceux des propriétaires de maisons pour le compte de qui il exerce sa réclamation s'établissent à environ 15 millions de dollars. FortisBC Electric n'a reçu aucune signification à cet égard, mais la société a retenu des conseillers juridiques et avisé ses assureurs. Le résultat final de cette réclamation ne peut être établi pour l'instant et, par conséquent, aucun montant n'a été provisionné aux états financiers consolidés audités pour 2013.

Ressources humaines

En date du 31 décembre 2013, FortisBC Electric employait 310 personnes équivalent temps plein. Ce nombre de salariés en équivalent temps plein a subi des répercussions par suite du conflit de travail décrit ci-après. Quelque 65 % des salariés sont représentés par la FIOE et le SEPB. La convention collective d'une durée de quatre ans conclue entre la société et la FIOE a expiré le 31 janvier 2013. La FIOE représente les salariés dans certains emplois du secteur de la production, du transport et de la distribution. Les parties ont entamé les pourparlers en janvier 2013 et, en mars 2013, la FIOE a signifié un préavis de grève de 72 heures et a entrepris des moyens de pression le 16 mai 2013. L'interruption de travail a pris fin en décembre 2013 lorsque la FIOE et FortisBC Electric ont convenu de se soumettre à un processus d'arbitrage exécutoire, qui devrait se dérouler au cours du premier semestre de 2014.

Deux conventions collectives ont été conclues entre FortisBC Electric et le SEPB. En ce qui concerne la première, qui est une convention visant des postes désignés dans les secteurs de l'administration et du soutien à l'exploitation, une nouvelle convention d'une durée de cinq ans est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2014 et prend fin le 31 décembre 2018. La seconde convention collective conclue avec le SEPB à l'égard du personnel affecté au service à la clientèle expire le 31 mars 2014; cependant, FortisBC Electric a négocié une entente avec le SEPB, sous réserve de ratification, qui expire le 31 mars 2017.

3.3.3 Newfoundland Power

Newfoundland Power est une entreprise intégrée de services publics d'électricité et le principal distributeur d'électricité de la partie insulaire de Terre-Neuve-et-Labrador, servant quelque 256 000 clients ou 87 % des consommateurs d'électricité de cette province dans environ 600 collectivités. Newfoundland Power a

répondu à une demande de pointe de 1 281 MW en 2013. Le reste de la population est servi par l'autre entreprise de services publics d'électricité de Terre-Neuve-et-Labrador, Newfoundland Hydro, qui alimente aussi en électricité plusieurs clients industriels de grande envergure. Newfoundland Power est propriétaire et exploitante de lignes de transport et de distribution sur quelque 11 700 kilomètres.

Marché et ventes

Les ventes annuelles d'électricité ont augmenté, passant de 5 652 GWh en 2012 à 5 763 GWh en 2013. Les produits ont augmenté, passant de 581 millions de dollars en 2012 à 601 millions de dollars en 2013.

Le tableau suivant présente la composition des produits et des ventes d'électricité de Newfoundland Power selon les catégories de clients pour les exercices 2013 et 2012.

Newfoundland Power				
Produits et ventes d'électricité selon les catégories de clients				
	Produits¹⁾		Ventes en GWh¹⁾	
	(%)		(%)	
	2013	2012	2013	2012
Résidentiel	61,5	60,1	61,3	60,9
Secteur commercial	36,1	36,2	38,7	39,1
Autres ²⁾	2,4	3,7	—	—
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

¹⁾ Les produits et les ventes d'électricité tiennent compte des valeurs désaisonnalisées relatives au compte de régularisation du temps de Newfoundland Power.

²⁾ Cette catégorie comprend les produits réalisés à partir d'autres sources que la vente d'électricité, y compris les reports de produits.

Approvisionnement en électricité

Newfoundland Power comble environ 93 % de ses besoins en électricité auprès de Newfoundland Hydro. Les principales modalités des ententes d'approvisionnement conclues avec Newfoundland Hydro sont réglementées par le PUB, d'une manière similaire à celle dont est réglementé le service que Newfoundland Power offre à ses clients.

La structure tarifaire applicable à l'énergie achetée détermine les tarifs que Newfoundland Hydro exige de Newfoundland Power à l'égard de l'énergie achetée et comprend des frais liés à la demande et à l'énergie achetée. Les frais liés à la demande sont fondés sur l'application d'un tarif à la demande de pointe selon la facturation pour la dernière saison hivernale. Les frais liés à l'énergie sont des frais établis en deux blocs, les frais liés au second bloc étant établis à un niveau plus élevé pour refléter le coût marginal de Newfoundland Hydro pour la production de l'électricité.

Le PUB étudie actuellement une demande tarifaire générale présentée par Newfoundland Hydro qui vise notamment l'établissement des tarifs de gros pour Newfoundland Power. Le PUB devrait rendre sa décision en 2014 à l'égard de la demande tarifaire générale de Newfoundland Hydro.

Au début de janvier 2014, le réseau d'électricité desservant l'île de Terre-Neuve a connu une panne de production d'électricité et une série de graves perturbations électriques. Le PUB a entamé une enquête et un processus d'audiences à l'égard des problèmes d'approvisionnement et des perturbations électriques qui se sont produits. Newfoundland Power prend part au processus entamé par le PUB. Le PUB a indiqué qu'il avait l'intention de produire un rapport intermédiaire sur le sujet d'ici le mois de mai 2014 et un rapport définitif au cours du premier trimestre de 2015.

Newfoundland Power exploite 28 petites centrales qui produisent environ 7 % de l'électricité vendue par celle-ci. Les centrales hydroélectriques de Newfoundland Power dont une capacité totale de 97 MW. Les centrales au diesel et les turbines à gaz ont une capacité totale d'environ 5 MW et 37 MW, respectivement.

Ressources humaines

Au 31 décembre 2013, Newfoundland Power avait 656 travailleurs en équivalent temps plein, dont environ 55 % étaient membres d'unités de négociation représentées par la FIOE.

La société a deux conventions collectives régissant ses employés syndiqués représentés par la FIOE. L'une des unités de négociation est composée principalement de membres du personnel de bureau, l'autre regroupant surtout des travailleurs de métiers spécialisés et des travailleurs externes. Ces deux conventions collectives arrivent à échéance le 30 septembre 2014.

3.3.4 Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada

Les autres entreprises de services publics d'électricité au Canada comprennent l'exploitation de Maritime Electric et de FortisOntario.

Maritime Electric

La société, par l'entremise de FortisWest, détient toutes les actions ordinaires de Maritime Electric. Maritime Electric est une entreprise intégrée de services publics d'électricité qui approvisionne environ 77 000 clients, soit 90 % des consommateurs d'électricité de l'Î.-P.-É. Maritime Electric achète la plus grande partie de l'énergie qu'elle distribue à ses clients à Énergie NB, une société d'État du Nouveau-Brunswick, par l'entremise de divers contrats d'achat d'énergie. La société achète également de l'énergie auprès d'installations de production éolienne situées à l'Î.-P.-É. qui appartiennent à PEI Energy Corporation, une société d'État provinciale. Le réseau d'électricité de Maritime Electric est raccordé au réseau électrique en terre ferme par deux câbles sous-marins reliant l'Î.-P.-É. au Nouveau-Brunswick, qui sont pris à bail auprès du gouvernement de l'Î.-P.-É. Maritime Electric est propriétaire et exploitante de centrales dans l'Î.-P.-É. dotées d'une puissance combinée de 150 MW et celle-ci a répondu à une demande de pointe de 252 MW en 2013. Maritime Electric est propriétaire et exploitante de lignes de transport et de distribution sur quelque 5 700 kilomètres.

FortisOntario

Les placements de la société dans les services publics réglementés en Ontario, qu'elle détient en propriété exclusive, collectivement FortisOntario, fournissent des services d'entreprise de services publics d'électricité à environ 65 000 clients de Fort Erie, de Cornwall, de Gananoque, de Port Colborne et du district d'Algoma, en Ontario. L'exploitation de FortisOntario est composée de Compagnie d'énergie Niagara, de Cornwall Electric et d'Algoma Power. FortisOntario est également propriétaire d'une participation de 10 % dans Westario Power Inc., Rideau St. Lawrence Holdings et Grimsby Power Inc., trois sociétés régionales de distribution d'électricité servant environ 38 000 clients. FortisOntario a répondu à une demande de pointe combinée de 271 MW en 2013. FortisOntario possède et exploite des lignes de transport et de distribution sur environ 3 300 kilomètres.

Marché et ventes

Les ventes annuelles d'électricité pour 2013 se sont élevées à 2 405 GWh, comparativement à 2 381 GWh en 2012. Les produits se sont élevés à 374 millions de dollars en 2013, comparativement à 353 millions de dollars en 2012.

Le tableau suivant présente la composition des produits et des ventes d'électricité des autres entreprises de services publics d'électricité au Canada selon les catégories de clients pour les exercices 2013 et 2012.

Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada				
Produits et ventes d'électricité selon les catégories de clients				
	Produits (%)		Ventes en GWh (%)	
	2013	2012	2013	2012
Résidentiel	45,1	43,6	44,8	43,1
Secteurs commercial et industriel	48,1	49,0	54,6	56,6
Autres ¹⁾	6,8	7,4	0,6	0,3
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

¹⁾ Y compris les produits tirés d'autres sources que la vente d'électricité

Approvisionnement en électricité

Maritime Electric

Maritime Electric a acheté à Énergie NB 84 % de l'électricité dont elle avait besoin pour répondre à la demande de ses clients en 2013. Le reste provenait de l'achat de l'énergie éolienne produite sur l'Î.-P.-É. par des stations appartenant à PEI Energy Corporation et par des installations de production situées sur l'île appartenant à la société. Les installations de production de Maritime Electric sur l'île sont utilisées surtout durant les périodes de pointe, pour le chargement des câbles sous-marins et pour les situations d'urgence.

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

Maritime Electric a droit à environ 4,7 % de la production de Point Lepreau pendant la durée de vie de celle-ci. Dans le cadre de sa convention de participation, Maritime Electric doit payer sa part du coût en capital et des charges d'exploitation de la centrale. Un important programme de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau débuté en 2008 a pris fin, et la centrale a été remise en service en novembre 2012. Ce programme de remise en état devrait prolonger la durée de vie utile de ces installations de 27 ans.

La loi intitulée *Renewable Energy Act* (Î.-P.-É.) dispose que 15 % des ventes annuelles d'énergie de Maritime Electric doivent provenir de sources d'énergie renouvelable. En 2013, environ 17 % des besoins liés aux ventes d'énergie totales ont été comblés par des sources d'énergie renouvelable.

FortisOntario

Les besoins énergétiques des territoires de desserte de FortisOntario sont comblés à partir de diverses sources. Compagnie d'énergie Niagara achète à la SIERE l'électricité dont elle a besoin pour approvisionner Fort Erie et Port Colborne. Compagnie d'énergie Niagara se procure environ 88 % de l'énergie dont elle a besoin pour Gananoque au moyen d'achats mensuels auprès de Hydro One, et les quelque 12 % restants au moyen d'achats, grâce à l'initiative visant les contrats d'hydroélectricité, auprès des cinq centrales hydroélectriques de Fortis Generation East Partnership. Algoma Power fait 100 % de ses achats d'énergie auprès de la SIERE.

En vertu du Code des services d'approvisionnement ordinaire (SAO) de la CEO, Compagnie d'énergie Niagara et Algoma Power sont obligées de fournir un service d'approvisionnement courant à tous leurs clients qui n'ont pas choisi de signer de contrat avec un détaillant d'électricité. Cette énergie est fournie aux clients à des prix réglementés ou aux prix du marché.

Cornwall Electric achète la quasi-totalité de ses besoins en électricité à Marketing d'énergie Hydro-Québec aux termes de deux contrats à durée déterminée. Le premier contrat vise un approvisionnement d'environ 237 GWh d'énergie par année et une capacité d'au plus 45 MW au même moment. Le deuxième contrat prévoit une capacité et de l'énergie de 100 MW et un minimum de 300 GWh d'énergie par année. Les deux contrats expirent en décembre 2019.

Ressources humaines

Au 31 décembre 2013, Maritime Electric employait 175 personnes en équivalent temps plein, desquelles à peu près 70 % étaient représentées par la FIOE. Une nouvelle convention collective a été ratifiée en novembre 2013 et sera en vigueur du 1^{er} janvier 2014 au 31 décembre 2018.

Au 31 décembre 2013, FortisOntario employait 200 personnes en équivalent temps plein, dont environ 59 % étaient représentées par le SCFP à Cornwall, la FIOE dans la région de Niagara et à Gananoque et le Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique, affilié au SCFP, dans la région d'Algoma. Les conventions collectives s'appliquant à ces membres du personnel expirent respectivement les 30 avril 2016, 29 février 2016 et 31 juillet 2016, et 31 décembre 2016.

3.4 Services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes

Les services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes sont constitués de Caribbean Utilities et de Fortis Turks and Caicos.

Caribbean Utilities est une entreprise intégrée de services publics d'électricité et le seul fournisseur d'électricité de l'île Grand Caïman, aux îles Caïman, et sert environ 27 000 clients. La société a répondu à une demande de pointe de quelque 97 MW en 2013. Caribbean Utilities est propriétaire et exploitante de lignes de transport et de distribution sur quelque 704 kilomètres, y compris un câble sous-marin sur 25 kilomètres. Fortis détient une participation conférant le contrôle d'environ 60 % dans cette entreprise de services publics (60 % au 31 décembre 2012). Caribbean Utilities est une société ouverte cotée à la Bourse TSX (TSX:CUP.U).

Fortis Turks and Caicos est composée de FortisTCI et de TCU, et est le principal distributeur d'électricité des îles Turques et Caïques. Les entreprises de services publics de Fortis Turks and Caicos sont des entreprises intégrées de services publics d'électricité qui servent globalement environ 13 000 clients, soit 98 % des consommateurs d'électricité des îles Turques et Caïques. Ces entreprises de services publics ont répondu à une demande de pointe combinée de quelque 36 MW en 2013. Fortis Turks and Caicos est propriétaire et exploitante de lignes de transport et de distribution sur quelque 618 kilomètres.

Marché et ventes

Les ventes annuelles d'électricité se sont établies à 749 GWh en 2013, comparativement à 728 GWh en 2012. Les produits ont été de 290 millions de dollars en 2013, comparativement à 273 millions de dollars en 2012.

Le tableau suivant présente la composition des produits et des ventes d'électricité des services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes selon les catégories de clients pour les exercices 2013 et 2012.

Services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes				
Produits et ventes d'électricité selon les catégories de clients				
	Produits (%)		Ventes en GWh (%)	
	2013	2012	2013	2012
Résidentiel	44,7	44,7	42,6	42,4
Secteurs commercial et industriel	53,9	54,2	57,4	57,6
Autres ¹⁾	1,4	1,1	–	–
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

¹⁾ Y compris les produits tirés d'autres sources que la vente d'électricité

Approvisionnement en électricité

Caribbean Utilities compte sur des centrales au diesel pour produire sur place l'électricité destinée à l'île du Grand Caïman. L'île du Grand Caïman n'offre aucun potentiel hydroélectrique ni aucune ressource thermique inhérente, et la société doit s'en remettre au carburant diesel qui est importé à Grand Caïman à partir des raffineries situées dans les Caraïbes et le golfe du Mexique principalement. La société possède une capacité de production installée d'environ 150 MW.

En 2012, Caribbean Utilities a conclu des contrats principal et secondaire d'achat de combustible avec deux fournisseurs différents auprès desquels elle s'est engagée à acheter respectivement, aux termes de chacun des contrats, environ 60 % et 40 % de ses besoins en combustible diesel. Ces contrats expirent en juillet 2014 et sont assortis d'une option de reconduction pour deux durées supplémentaires de 18 mois. Caribbean Utilities a également conclu un contrat d'approvisionnement en huile de graissage d'une durée de cinq ans. Ces contrats permettent à Caribbean Utilities d'acheter du combustible et de l'huile de graissage auprès de fournisseurs qui, d'après la société, lui offrent des modalités et des prix concurrentiels. Ces deux contrats comportent des modalités de reprise après catastrophe et de continuité des activités s'il survient des perturbations prévisibles de l'approvisionnement afin de réduire leur incidence sur l'exploitation de Caribbean Utilities.

Fortis Turks and Caicos compte sur des centrales au diesel sur place dont la capacité de production installée est de 76 MW pour produire l'électricité destinée à ses clients.

FortisTCI a un contrat renouvelable auprès d'un important fournisseur pour combler tous ses besoins de combustible diesel associés à la production d'électricité. Aux termes de ce contrat, les besoins de combustible sont d'environ 12 millions de gallons impériaux par année.

Ressources humaines

Au 31 décembre 2013, les services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes employaient 340 personnes en équivalent temps plein. Les 190 membres du personnel de Caribbean Utilities et les 150 membres du personnel de Fortis Turks and Caicos ne sont pas syndiqués.

3.5 Activités non réglementées – Fortis Generation

Le tableau suivant résume l'actif de production non réglementé de la société par emplacement.

Activités non réglementées – Fortis Generation			
Actifs			
Emplacement	Centrales	Combustibles	Puissance (MW)
Belize	3	hydroélectrique	51
Ontario	7	hydroélectrique, thermique	13
Colombie-Britannique ¹⁾	1	hydroélectrique	16
Nord de l'État de New York	4	hydroélectrique	23
Total	15		103

¹⁾ Une fois terminée, l'Expansion Waneta fournira une capacité de production hydroélectrique supplémentaire de 335 MW à la Colombie-Britannique.

Les activités de production non réglementées de la société sont constituées de sa participation de 100 % dans BECOL, dans FortisOntario, dans Fortis Generation East Partnership et dans FortisUS Energy, ainsi que de l'actif de production non réglementé détenu en propriété par FortisBC Inc. et par Fortis au moyen de sa participation majoritaire de 51 % dans le partenariat Waneta.

Les activités de production non réglementées au Belize sont constituées des installations de production hydroélectrique Mollejon de 25 MW, de Chalillo de 7 MW et de Vaca de 19 MW. La totalité de la production de ces centrales est vendue à Belize Electricity en vertu de CAE d'une durée de 50 ans échéant en 2055 et en 2060. Les activités de production hydroélectrique au Belize sont exercées par l'intermédiaire de BECOL, filiale en propriété exclusive indirecte de la société, aux termes d'une convention de concession conclue avec le gouvernement du Belize. En octobre 2011, le gouvernement

du Belize aurait modifié la Constitution du Belize afin de rendre obligatoire la participation majoritaire du gouvernement dans trois fournisseurs de services publics, y compris Belize Electricity, mais à l'exclusion de BECOL. Le gouvernement du Belize a également indiqué qu'il n'avait pas l'intention d'exproprier BECOL. Fortis continue de contrôler Belize Electricity et d'en consolider les états financiers.

Les activités de production non réglementées de FortisOntario incluent l'exploitation d'une centrale de cogénération alimentée au gaz de 5 MW à Cornwall. Toute la production d'énergie thermique de cette centrale est vendue à des tiers externes, tandis que toute la production d'électricité est vendue à Cornwall Electric. Fortis Generation East Partnership est propriétaire et exploitante de six petites centrales hydroélectriques d'une capacité combinée de 8 MW dans l'est de l'Ontario. L'électricité produite par ces installations est vendue à l'Office de l'électricité de l'Ontario, grâce à l'initiative visant les contrats d'hydroélectricité, aux termes de contrats à prix fixe.

Les activités de production non réglementées de FortisBC Inc. sont constituées de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Walden de 16 MW, près de Lillooet, en Colombie-Britannique, qui vend toute sa production à BC Hydro. Le contrat avec BC Hydro a expiré en 2013 et peut être résilié par BC Hydro moyennant un préavis de cinq mois. Les activités de production non réglementées en Colombie-Britannique englobent également la participation majoritaire de 51 % de la société dans le partenariat Waneta, dont la participation restante de 49 % revient à CPC/CBT. Fortis exploitera et maintiendra cet investissement dans des activités non réglementées lorsque ces installations seront mises en service, ce qui est prévu pour le printemps 2015.

À la fin de 2010, le partenariat Waneta a entrepris la construction, au coût de 900 millions de dollars, de l'Expansion Waneta de 335 MW, située près du barrage Waneta et des installations de production sur la rivière Pend d'Oreille, au sud de Trail, en Colombie-Britannique. Ce projet respecte jusqu'à présent l'échéancier et le budget. Environ 579 millions de dollars au total ont été dépensés pour l'Expansion Waneta depuis le début de la construction, et des dépenses de 143 millions de dollars y ont été effectuées en 2013. Parmi les principales activités de construction qui se sont déroulées en 2013, citons le quasi-achèvement des travaux de génie civil pour la construction de la centrale et du canal de fuite, la progression notable de l'ouvrage de prise d'eau, l'installation des composantes des turbines, l'installation des services complémentaires de mécanique et d'électricité de la centrale et, l'encapsulation de la volute de turbine dans le béton. Au cours 2013, les transformateurs survolteurs-dévolteurs des génératrices et la première roue de turbine ont été reçus sur place aux fins d'assemblage et d'installation. Au cours de 2013, la principale activité hors chantier a été l'achèvement réussi de la fabrication de la première roue de turbine et du mécanisme opérationnel des turbines. Des dépenses de l'ordre de 126 millions de dollars devraient être engagées en 2014. Les principales activités relatives à ce projet pour 2014 comprennent la mise sous tension de la ligne de transport de 230 kilovolts; l'achèvement des travaux de génie civil; l'installation et l'assemblage des principales composantes des premier et deuxième groupes de turbogénératrices; l'installation des systèmes de protection et de contrôle; de même que les essais et la mise en service. Le premier test des unités aux fins de commercialisation de l'électricité produite devrait être terminé au quatrième trimestre de 2014. Pour de plus amples renseignements se reporter au paragraphe 3.3.2 de la présente notice annuelle de 2013.

Par l'entremise de FortisUS Energy, une filiale indirecte en propriété exclusive, la société est propriétaire et exploitante de quatre centrales hydroélectriques dans le nord de l'État de New York, dotées d'une capacité combinée d'environ 23 MW, exploitées sous licences de la FERC. Les quatre centrales vendent de l'énergie aux taux du marché aux termes de contrats d'achat avec Niagara Mohawk Power Corporation.

Marché et ventes

Les ventes annuelles d'énergie provenant des actifs de production non réglementés se sont établies à 386 GWh en 2013, comparativement à 306 GWh en 2012. Les produits se sont élevés à 35 millions de dollars en 2013, comparativement à 31 millions de dollars en 2012.

Le tableau suivant présente la composition des produits et des ventes d'énergie de Fortis Generation selon les emplacements pour les exercices 2013 et 2012.

Activités non réglementées – Fortis Generation				
Produits et ventes d'énergie selon les emplacements				
	Produits (%)		Ventes en GWh (%)	
	2013	2012	2013	2012
Belize	72,5	70,2	64,2	65,1
Ontario	15,6	13,0	13,1	12,9
Colombie-Britannique	5,4	6,8	7,9	11,4
Nord de l'État de New York	6,5	5,5	14,8	10,6
Centre de Terre-Neuve ¹⁾	–	4,5	–	–
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

¹⁾ Tient compte de l'abandon de la méthode de consolidation des résultats financiers dans le centre de Terre-Neuve le 12 février 2009. En mars 2013, la société et le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador ont réglé tous les litiges se rapportant à l'expropriation des actifs hydroélectriques non réglementés et des droits d'usage de l'eau dans la région centrale de Terre-Neuve.

Ressources humaines

Au 31 décembre 2013, Fortis Generation employait 40 personnes en équivalent temps plein, dont aucune n'est visée par une convention collective.

3.6 Activités non réglementées – Autres que de services publics

Le secteur des investissements autres que de services publics comprend Fortis Properties et Griffith.

Fortis Properties

À titre de filiale détenue en propriété exclusive de Fortis, Fortis Properties sert, pour la société, de véhicule de diversification et de croissance des activités autres que de services publics. La société est propriétaire et exploitante de 23 hôtels comptant plus de 4 400 chambres au total dans huit provinces canadiennes et d'immeubles de bureaux et de commerces de détail couvrant une superficie totale de quelque 2,7 millions de pieds carrés principalement dans le Canada atlantique. Fortis Properties construit actuellement un immeuble de bureaux de douze étages au centre-ville de St. John's, à Terre-Neuve-et-Labrador, au coût d'environ 50 millions de dollars. L'immeuble comprendra une superficie de 157 000 pieds carrés de locaux pour bureaux de catégorie A. La construction devrait être achevée au cours troisième trimestre de 2014.

Les produits se sont établis à 248 millions de dollars en 2013, comparativement à 242 millions de dollars en 2012. En 2013, Fortis Properties a tiré quelque 28 % de ses produits des activités immobilières et 72 %, de l'exploitation hôtelière. En 2013, Fortis Properties a dégagé environ 42 % de son bénéfice d'exploitation des activités immobilières et 58 % de l'exploitation hôtelière.

La division immobilière de Fortis Properties s'appuie sur des locataires à cote élevée liés par des baux à long terme. À la fin de l'exercice 2013, la division immobilière affichait un taux d'occupation de 92,5 %, par rapport à 91,9 % à la fin de 2012. À titre de comparaison, le taux d'occupation national moyen s'établissait à 90,3 % à la fin de 2013, comparativement à 91,5 % à la fin de 2012.

Le tableau ci-dessous présente les immeubles de bureaux et de commerces de détail dont Fortis Properties est propriétaire.

Fortis Properties			
Immeubles de bureaux et de commerces de détail			
Immeuble	Emplacement	Type d'immeuble	Superficie locative brute <i>(milliers de pieds carrés)</i>
Fort William Building	St. John's (T.-N.-L.)	Bureaux	188
Cabot Place I	St. John's (T.-N.-L.)	Bureaux	136
TD Place	St. John's (T.-N.-L.)	Bureaux	100
Fortis Building	St. John's (T.-N.-L.)	Bureaux	83
Multiple Office	St. John's (T.-N.-L.)	Bureaux et détail	60
Millbrook Mall	Corner Brook (T.-N.-L.)	Détail	118
Fraser Mall	Gander (T.-N.-L.)	Détail	99
Marystown Mall	Marystown (T.-N.-L.)	Détail	93
Fortis Tower	Corner Brook (T.-N.-L.)	Bureaux	68
Maritime Centre	Halifax (N.-É.)	Bureaux et détail	560
Brunswick Square	Saint John (N.-B.)	Bureaux et détail	513
Kings Place	Fredericton (N.-B.)	Bureaux et détail	293
Blue Cross Centre	Moncton (N.-B.)	Bureaux et détail	325
Delta Regina	Regina (Sask.)	Bureaux	52
Total			2 688

La division hôtelière de Fortis Properties a vu son revenu par chambre disponible atteindre 81,48 \$ pour 2013, par rapport à 80,00 \$ pour 2012. Cette hausse découle d'une augmentation de 2,2 % du prix moyen quotidien de location, partiellement contrebalancée par une baisse de 0,3 % du taux d'occupation. Le prix moyen quotidien de location est passé à 132,70 \$ en 2013, en hausse par rapport à 129,79 \$ en 2012, tandis que le taux moyen d'occupation en 2013 s'est établi à 61,4 %, en baisse par rapport à 61,6 % pour 2012.

Les hôtels dont Fortis Properties est propriétaire et gestionnaire sont résumés ci-dessous.

Fortis Properties Hôtels			
Hôtels	Emplacement	Nombre de chambres	Salles de conférence (en milliers de pieds carrés)
Delta St. John's	St. John's (T.-N.-L.)	403	21
Holiday Inn St. John's	St. John's (T.-N.-L.)	252	12
Sheraton Hotel Newfoundland	St. John's (T.-N.-L.)	301	18
Mount Peyton	Grand Falls-Windsor (T.-N.-L.)	149	5
Greenwood Inn Corner Brook	Corner Brook (T.-N.-L.)	102	5
Four Points by Sheraton Halifax	Halifax (N.-É.)	177	12
Holiday Inn Sydney-Waterfront	Sydney (N.-É.)	152	6
Delta Brunswick	Saint John (N.-B.)	254	18
Holiday Inn Kitchener-Waterloo	Kitchener-Waterloo (Ont.)	184	13
Holiday Inn Peterborough	Peterborough (Ont.)	153	7
Holiday Inn Sarnia	Point Edward (Ont.)	216	11
Holiday Inn Cambridge	Cambridge (Ont.)	143	7
Holiday Inn Select Windsor	Windsor (Ont.)	214	17
Greenwood Inn Calgary	Calgary (Alb.)	210	9
Station Park All Suite Hotel	London (Ont.)	126	2
Holiday Inn Edmonton	Edmonton (Alb.)	224	8
Best Western Plus Winnipeg ¹⁾	Winnipeg (Man.)	213	8
Hilton Suites Winnipeg Airport	Winnipeg (Man.)	159	9
Holiday Inn Lethbridge	Lethbridge (Alb.)	119	5
Holiday Inn Express and Suites Medicine Hat	Medicine Hat (Alb.)	93	1
Best Western Medicine Hat	Medicine Hat (Alb.)	122	-
Holiday Inn Express Kelowna	Kelowna (C.-B.)	190	5
Delta Regina	Regina (Sask.)	274	24
Total		4 430	223

¹⁾ En novembre 2013, l'hôtel Greenwood Inn Winnipeg a changé de marque et était renommé Best Western Plus Winnipeg.

Ressources humaines

Au 31 décembre 2013, Fortis Properties employait environ 2 400 personnes en équivalent temps plein, dont quelque 46 % sont représentées par les syndicats indiqués dans le tableau suivant.

Fortis Properties Syndicats			
Propriété	Syndicat	Expiration de la convention	Nombre de travailleurs syndiqués
Holiday Inn St. John's	TCA – Canada	31 août 2015	55
Delta St. John's	TUAC	31 décembre 2016	240
Greenwood Inn Corner Brook	TCA – Canada	11 mars 2016	45
East Side Mario's St. John's	TCA – Canada	31 juillet 2016	98
Holiday Inn Sydney-Waterfront	TCA – Canada	30 septembre 2014	70
Delta Brunswick & Brunswick Square	USW	30 juin 2016	122
Delta Regina	SCEP	31 mai 2014	166
St. John's Real Estate	FIOE	17 avril 2016	7
Sheraton Hotel Newfoundland	TCA – Canada	31 mars 2015	188
Holiday Inn Suites Windsor	TUAC	30 avril 2016	48
Mount Peyton	TUAC	1 ^{er} décembre 2014	56
Total			1 095

Griffith

Le 27 juin 2013, Fortis a fait l'acquisition de la totalité des actions ordinaires de CH Energy Group. Les activités non réglementées de CH Energy Group comprennent principalement Griffith, qui fournit surtout des produits pétroliers et des services connexes à environ 60 000 clients dans la région du centre du littoral de l'Atlantique des États-Unis. En mars 2014, CH Energy Group a vendu Griffith.

Au 31 décembre 2013, Griffith employait 355 personnes en équivalent temps plein, dont aucune n'est visée par une convention collective.

4.0 RÉGLEMENTATION

Les entreprises de services publics de la société sont exploitées prudemment selon la méthodologie du coût du service et sont réglementées par les autorités de réglementation de leur territoire d'exploitation respectif. Le fait d'exploiter des entreprises de services publics réglementés dans huit territoires différents a permis à Fortis d'acquérir une expérience considérable en matière de réglementation.

Pour de plus amples renseignements concernant la nature de la réglementation et les décisions et demandes importantes en vertu de la réglementation liées à chacun des secteurs de services publics réglementés de gaz et d'électricité de la société, se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » du rapport de gestion de la société et à la note 2 afférente aux états financiers consolidés audités pour 2013 de la société.

5.0 ENVIRONNEMENT

La société et ses filiales sont assujetties à divers lois, règlements et lignes directrices des autorités fédérales canadiennes, provinciales, étatiques et municipales concernant la protection de l'environnement qui visent, notamment, la protection de la faune, de l'eau et des terres, les émissions ainsi que le stockage, le transport, le recyclage et l'élimination de substances dangereuses et non dangereuses de façon appropriée. De plus, les autorités gouvernementales fédérales, provinciales et étatiques ont des lois sur l'évaluation environnementale visant à favoriser une meilleure planification de l'utilisation des terres par le repérage et l'atténuation des impacts possibles que certains projets ou entreprises peuvent avoir sur l'environnement avant et après leur commencement.

Plusieurs lois et règlements en matière d'environnement des autorités fédérales canadiennes ont une incidence sur les filiales canadiennes de la société, y compris, notamment i) la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale, 2012*; ii) la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement, 1999*; iii) la *Loi sur le transport des marchandises dangereuses* et ses règlements d'application; iv) la *Loi sur les produits dangereux*; v) la *Loi sur les espèces sauvages au Canada*; vi) la *Loi sur la protection des eaux navigables*; vii) la *Loi sur les parcs nationaux du Canada*; viii) la *Loi sur les pêches*; ix) la *Loi sur les ressources en eau du Canada*; x) le *Code national de prévention des incendies du Canada*; xi) la *Loi sur les produits antiparasitaires* et ses règlements d'application; xii) le *Règlement sur les BPC*; xiii) la *Loi sur les espèces en péril*; xiv) le *Règlement sur les substances appauvrissant la couche d'ozone*; xv) la *Loi sur les Indiens*; xvi) la *Loi sur les ouvrages destinés à l'amélioration des cours d'eau internationaux*; et xvii) la *Loi de 1994 sur la convention concernant les oiseaux migrateurs*.

Parmi les lois et les règlements des États-Unis en matière d'environnement qui ont une incidence plus marquée sur l'exploitation de Central Hudson, on compte notamment les suivants : i) la loi intitulée *Clean Water Act*; ii) la loi intitulée *Safe Drinking Water Act*; iii) la loi intitulée *Clean Air Act*; iv) la loi intitulée *Endangered Species Act*; v) la loi intitulée *Resource Conservation & Recovery Act*; vi) la loi intitulée *Toxic Substances Control Act*; vii) la loi intitulée *Comprehensive Environmental Response, Compensation, and Liability Act*; viii) la loi intitulée *National Environmental Policy Act*; ix) la loi intitulée *Emergency Planning & Community Right to Know Act*; et x) la loi intitulée *Pollution Prevention Act of 1990*.

Les activités de la société dans le secteur des services publics sont notamment assujetties aux risques suivants : i) les dangers associés au transport, à l'entreposage et à la manutention de grandes quantités de carburant aux centrales électriques alimentées au carburant, comme l'infiltration du

carburant dans le sol et les bassins hydrologiques et nappes d'eau libre avoisinants ; ii) les risques de déversement ou de fuites de produits à base de pétrole, y compris d'huile contaminée aux BPC, qui sert au refroidissement et à la lubrification des transformateurs, des condensateurs et d'autres pièces d'équipement électrique; iii) les risques liés aux dégagements de gaz; iv) le risque de déversement ou de dégagement dans l'environnement pouvant être posé par le défaut d'exécuter correctement la manutention, l'entreposage, le transport et l'élimination d'autres substances dangereuses; v) les émissions de GES, notamment les fuites de gaz naturel et de gaz propane et les déversements et les émissions découlant de la combustion du carburant servant à la production d'électricité; vi) le risque d'incendie; vii) le risque lié à la perturbation de la végétation; viii) le risque de contamination des sols et de l'eau à proximité des poteaux traités aux produits chimiques; ix) le risque de perturbation des poissons ou des animaux et de leur habitat par suite de la création de flux et de niveaux d'eau artificiels en rapport avec les activités d'entreposage et d'utilisation de l'eau pour la production d'hydroélectricité; et x) le risque d'engager une responsabilité en matière d'assainissement de propriétés contaminées, que la contamination résulte ou non des activités de la société dans le domaine des services publics.

Il existe plusieurs lois, règlements et lignes directrices des instances provinciales, étatiques et municipales conçues pour traiter les mêmes risques en matière d'environnement que les lois, règlements et lignes directrices du palier fédéral, mais au niveau des provinces, des États ou des localités. L'évolution constante de la législation environnementale pose sans cesse des risques pour la société puisque ses filiales sont contraintes d'adapter leurs exploitations pour s'y conformer.

Outre les normes évolutives concernant les émissions atmosphériques, la gestion des émissions de GES pose des problèmes particuliers pour les services publics réglementés de la société au Canada, surtout en raison des incertitudes concernant les lois, les règlements et les lignes directrices régissant les GES que les instances fédérales, provinciales et étatiques ont édictés de récente date ou s'apprêtent à le faire. Une orientation des politiques gouvernementales se dessine, mais quoi qu'il en soit, il reste à voir si un plafond d'émissions atmosphériques de GES sera imposé et l'incidence qu'il aurait sur ces services publics. Le Canada et les États-Unis se sont engagés à ramener les émissions de GES à 17 % sous leurs niveaux de 2005, d'ici 2020. Les deux pays sont en voie d'imposer des exigences sectorielles, mais rien ne permet de prévoir avec certitude l'incidence qu'elles pourraient avoir sur les filiales de la société.

En Colombie-Britannique, les lois intitulées *Carbon Tax Act*, *Clean Energy Act*, *Greenhouse Gas Reduction (Cap and Trade) Act* et *Greenhouse Gas Reduction Targets Act*, ainsi que la réglementation anticipée en matière de plafonnement et d'échange, ont une incidence spécifique, ou sont susceptibles d'avoir une telle incidence, sur l'exploitation des sociétés FortisBC Energy et de FortisBC Electric. Pour contribuer à atténuer cette incertitude, les sociétés FortisBC Energy participent à des groupes sectoriels et industriels afin de suivre l'évolution de la nouvelle réglementation et des nouvelles politiques.

Le programme énergétique du gouvernement de la Colombie-Britannique et ses objectifs en matière de réduction des GES représentent à la fois des risques et des occasions pour les sociétés FortisBC Energy et, dans une moindre mesure, FortisBC Electric. Ces programmes gouvernementaux continuent d'exercer des pressions sur la consommation de gaz naturel et sa contribution aux émissions de GES. Les politiques de la Colombie-Britannique en matière d'énergie et d'émissions de GES ont créé des occasions pour FEI par le truchement des mesures incitatives visant à élargir le déploiement, par FEI, de l'énergie renouvelable, comme le biogaz, à implanter un programme de transport de gaz naturel et à développer son programme d'efficacité et de conservation énergétiques. De plus, la loi intitulée *Carbon Tax Act* rehausse la position concurrentielle du gaz naturel en regard des autres combustibles fossiles, puisque la taxe repose sur la quantité d'équivalent de dioxyde de carbone émise par unité d'énergie. Le gaz naturel comporte donc un taux d'imposition inférieur à celui des produits du pétrole ou du charbon.

La Colombie-Britannique continue de participer à l'initiative appelée Western Climate Initiative, suivant laquelle on prévoit instaurer un programme de plafonnement et d'échange destiné à réduire les émissions de GES. FEI et FEVI devraient être visées par ce programme. Ce programme de plafonnement et d'échange, s'il est instauré, devrait prévoir un plafonnement décroissant des émissions que toutes les installations visées doivent respecter soit en réduisant leurs émissions, soit

en achetant des quotas d'émission à d'autres installations pour leur permettre des émissions de GES supérieures aux quantités de plafonnement.

En 2011, les sociétés FortisBC Energy ont commencé à déclarer leurs émissions de GES en vertu de la réglementation intitulée *Reporting Regulations* de la *Greenhouse Gas Reduction (Cap and Trade) Act*. De plus, les sociétés FortisBC Energy ont continué de déclarer leurs émissions de GES aux termes du programme de déclaration des GES d'Environnement Canada. Les sociétés FortisBC Energy ont mis au point des capacités qui leur permettront de soutenir la gestion des exigences en matière de conformité d'un futur environnement d'échange de droits d'émissions de GES, au fil de l'évolution des politiques gouvernementales dans ce secteur. Ces sociétés continueront également de surveiller et d'évaluer les nouveaux règlements, plus particulièrement ceux qui portent sur la compensation et les quotas.

Les répercussions des émissions de GES ne revêtent pas une aussi grande importance pour les services publics réglementés d'électricité de la société au Canada puisque leur principale activité est la distribution de l'électricité. En ce qui a trait à FortisAlberta, les activités de celle-ci ne comportent que la distribution d'électricité. En outre, toute la capacité de production de FortisBC Electric, quelque 70 % de celle de Newfoundland Power et la totalité de la capacité de production non réglementée de la société sont constituées d'hydroélectricité, une source d'énergie propre. L'Expansion Waneta de 335 MW constituera une source propre d'énergie hydroélectrique renouvelable lorsqu'elle sera mise en service au printemps 2015. Seule une faible partie de la production interne des entreprises de services publics réglementés au Canada recourt au combustible diesel. Les services publics réglementés d'électricité de la société au Canada subissent toutefois l'impact des émissions de GES puisqu'elles achètent de l'électricité produite par des fournisseurs au moyen de combustibles. Ces fournisseurs d'électricité doivent respecter les normes d'émissions de dioxyde de carbone et les coûts associés au respect de ces normes sont en général transférés aux utilisateurs ultimes.

La loi intitulée *Renewable Energy Act* (Î.-P.-É.) et, plus récemment, l'Accord énergétique de l'Î.-P.-É., ont une incidence directe sur le processus de planification de l'approvisionnement énergétique à long terme pour la province de l'Î.-P.-É. Cette loi disposait que 15 % des ventes annuelles d'énergie de Maritime Electric devraient provenir de sources d'énergie renouvelable d'ici 2010, exigences que la société a remplies en 2012 et en 2013. Aux termes de l'Accord énergétique de l'Î.-P.-É., Maritime Electric et le gouvernement de l'Î.-P.-É. se sont engagés à collaborer pour augmenter la production de l'électricité sur l'Î.-P.-É. qui est vendue à Maritime Electric à partir de sources d'énergie renouvelable, surtout éolienne.

Central Hudson est assujettie à la réglementation des autorités fédérales, étatiques et locales concernant l'incidence de son exploitation sur l'environnement. La société n'est propriétaire que d'une capacité minimale de production d'électricité et s'en remet surtout à des achats de capacité et d'électricité auprès de tiers fournisseurs. Central Hudson doit cependant composer avec les éventualités environnementales associées aux UGM dont elle-même et ses sociétés remplacées étaient propriétaires et qu'elles ont exploitées pour répondre aux besoins en chauffage et en éclairage de leurs clients du milieu à la fin des années 1800, jusque vers 1950. Le DEC réglemente le calendrier d'exécution et la portée des démarches de remise en état des sites d'UGM dans l'État de New York. Au 31 décembre 2013, Central Hudson avait constaté quelque 41 millions de dollars US au titre des responsabilités de remise en état environnementale. Comme l'autorise la PSC, Central Hudson peut actuellement recouvrer dans les tarifs exigés des clients les coûts de l'enquête et de la remise en état des sites des UGM. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique 3.2.1 intitulée « Central Hudson » de la présente notice annuelle de 2013.

Bien que les exploitations de la société sur l'île Grand Caïman et les îles Turques et Caïques soient aussi soumises à des lois, règlements et lignes directrices en matière d'environnement, ceux-ci sont de moindre portée que ceux en vigueur au Canada. L'engagement découlant de la ratification, par le Royaume-Uni, de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques et du Protocole de Kyoto découlant de celle-ci, a été élargi pour inclure les îles Caïmans en 2007. Ce cadre réglementaire poursuit un objectif de réduction des émissions de GES produites par certaines industries. Comme les détails spécifiques de la réglementation portant sur la mise en œuvre du protocole n'ont pas encore été diffusés par le gouvernement des îles Caïmans, Caribbean Utilities n'est pas actuellement en mesure d'évaluer les répercussions financières des mesures à prendre pour se conformer au cadre de réglementation du protocole.

Tous les besoins en énergie de Caribbean Utilities et de Fortis Turks and Caicos ont été comblés avec de l'électricité produite sur place avec des turbines au diesel. Les turbines plus récemment installées par Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos sont aussi conçues pour produire davantage d'électricité par gallon consommé que les anciennes, ce qui leur permet de produire de l'électricité d'une manière plus efficace et écologique. La hauteur des cheminées d'échappement a été augmentée et des systèmes d'échappement améliorés ont été installés pour maximiser l'atténuation sonore et optimiser la dispersion des fumées d'échappement, améliorant ainsi la qualité de l'air environnant en conformité avec ce que les entreprises de services publics considèrent la meilleure pratique dans l'industrie. La consommation du diesel plutôt que du mazout produit aussi considérablement moins d'émissions. En outre, les services publics achètent en vrac le combustible diesel et(ou) les huiles de graissage et les entreposent, ce qui contribue à diminuer le risque de dommages à l'environnement découlant de la manutention des combustibles et(ou) des huiles. On a investi dans des zones de confinement aux installations de stockage en vrac de combustible diesel, qui sont conçues pour empêcher tout combustible d'entrer en contact avec les sols ou la nappe phréatique. Caribbean Utilities recourt aussi à un pipeline souterrain pour acheminer le combustible depuis les terminaux de transport de ses fournisseurs jusqu'aux rivages de l'île Grand Caïman, où se trouvent les installations de stockage quotidien de la centrale de la société. Ce pipeline élimine le besoin de camionner le combustible sur les routes côtières.

Les entreprises de services publics ont pour principale priorité d'offrir un service fiable et rentable qui est axé sur la sécurité, tant de leur personnel que du public, et le respect de l'environnement. Ce souci d'assurer un service sécuritaire et écologiquement responsable constitue donc une composante intégrale et permanente des activités d'exploitation de la société.

Chaque entreprise de services publics de la société dispose de son propre SGE, sauf Fortis Turks and Caicos, qui prévoit achever l'instauration de son SGE d'ici la fin de 2014. Les politiques en matière d'environnement sont la pierre angulaire d'un SGE et mettent en relief les engagements suivants par chaque entreprise de services publics et les membres de son personnel en ce qui a trait à la conduite des activités d'une manière sécuritaire et écologiquement responsable : i) respecter l'ensemble des lois, des politiques, des règlements et des normes acceptées en matière de protection de l'environnement; ii) gérer les activités d'une manière compatible avec la pratique dans l'industrie et conforme à toutes les politiques environnementales de tous les ordres de gouvernement; iii) répertorier et gérer les risques de manière à empêcher ou à réduire les conséquences défavorables pour les activités, notamment prendre des mesures pour la prévention de la pollution et la conservation des ressources naturelles; iv) exécuter régulièrement des activités de surveillance en matière d'environnement et des audits des SGE, puis chercher continuellement à améliorer les mesures de protection de l'environnement; v) élaborer et réviser les objectifs et les programmes dans le domaine de la protection de l'environnement; vi) communiquer ouvertement avec les intervenants, y compris mettre à la portée des clients, des membres du personnel, des entrepreneurs et du grand public les politiques en matière d'environnement de l'entreprise de services publics et les renseignements dont elle dispose au sujet d'enjeux environnementaux; vii) appuyer les projets d'initiative communautaire axés sur la protection de l'environnement et y participer; viii) dispenser une formation à l'intention des membres du personnel et de quiconque exécute des travaux au nom de l'entreprise de services publics pour que ceux-ci soient en mesure de s'acquitter de leurs tâches d'une manière respectueuse de l'environnement; et ix) collaborer avec les associations industrielles, les gouvernements et les autres intervenants à l'élaboration de normes respectueuses de l'environnement qui conviennent aux activités de l'entreprise.

Dans le cadre des SGE, des procédures documentées ont été mises en place pour contrôler les activités susceptibles d'avoir un impact environnemental. Ces SGE comportent habituellement les éléments suivants : i) des inspections régulières de l'équipement qui contient des carburants ou de l'huile afin d'identifier les risques de déversement et d'apporter les correctifs nécessaires pour les éviter, ainsi que des plans d'intervention en cas de déversement pour s'assurer de régler rapidement tout problème s'y rapportant et d'exécuter rapidement et d'une manière responsable sur le plan environnemental les travaux de nettoyage afférents; ii) la gestion des émissions de GES; iii) la marche à suivre pour les activités de manutention, de transport, de stockage et d'élimination des substances dangereuses, notamment les poteaux traités aux produits chimiques, l'amiante, le plomb et le mercure, le cas échéant; iv) des programmes visant à atténuer les répercussions des incidents causés par des incendies; v) des programmes pour la gestion, voire l'élimination, des BPC, le cas échéant; vi) des programmes de gestion de la végétation; vii) des programmes de formation des membres du

personnel et la diffusion auprès de ceux-ci de politiques en matière de protection de l'environnement pour s'assurer qu'ils exécutent leur travail d'une manière responsable sur le plan environnemental; viii) l'examen des pratiques en usage dans le milieu de travail qui ont un impact sur l'environnement; ix) des programmes de gestion des déchets; x) des procédures d'intervention pour les urgences environnementales; xi) les évaluations environnementales des emplacements; et xii) des procédures pour déclarer les incidents touchant l'environnement. En outre, dans le cas de Newfoundland Power et de FortisBC Electric, les SGE s'appliquent également au contrôle des eaux et à la structure des barrages, ainsi qu'aux activités de production d'hydroélectricité et aux répercussions de ceux-ci sur les ressources halieutiques et l'habitat environnant.

Les sociétés FortisBC Energy, Central Hudson, FortisAlberta, FortisBC Electric, Newfoundland Power, Maritime Electric et FortisOntario ont élaboré leur propre SGE d'une manière compatible avec les lignes directrices de la norme ISO 14001, une norme reconnue à l'échelle internationale pour les SGE. Caribbean Utilities a intégré un système de gestion environnementale à ses activités de production, qui a été homologué selon la norme ISO 14001, et applique également un SGE à ses activités de transport et de distribution qui est conforme aux lignes directrices reliées à la norme ISO 14001. Il est prévu que le SGE de Fortis Turks, lorsque entièrement mis en œuvre, sera homologué selon la norme ISO 14001. Dans le cadre de leur SGE respectif, ces entreprises de services publics établissent et mettent en œuvre en permanence des programmes et procédures destinés à répertorier les impacts environnementaux potentiels, à atténuer ces impacts et à surveiller le rendement de ceux-ci. Des vérifications des SGE sont effectuées périodiquement à l'interne et(ou) par des tiers. Sur la foi des dernières vérifications réalisées, les SGE demeurent efficaces et substantiellement conformes aux lignes directrices de la norme ISO 14001.

Chacune des entreprises de services publics réglementés d'électricité de la société au Canada est membre de l'ACE et participe activement au programme *Électricité Durable* de l'ACE, lancé en 2009. Les participants à ce programme s'engagent à l'amélioration continue de leur système de gestion des questions environnementales et de leur rendement dans ce domaine, notamment à présenter annuellement des rapports sur les indicateurs du rendement en matière d'environnement et d'autres indicateurs de rendement.

En plus des SGE, divers programmes et initiatives promouvant l'efficacité énergétique, grâce auxquels les émissions de GES peuvent être réduites, sont entrepris par les entreprises de services publics ou offerts aux clients.

Les risques environnementaux associés aux activités de production non réglementées de la société sont traités de la même manière que ceux des entreprises de services publics réglementés d'électricité de la société en exploitation dans le même territoire que les entreprises de production non réglementées.

Les secteurs hôtelier et immobilier de la société sont principalement assujettis aux risques environnementaux suivants, notamment : i) la contamination des immeubles par l'amiante ou l'urée-formaldéhyde, ii) les substances néfastes pour la couche d'ozone s'échappent de l'équipement de conditionnement de l'air et de réfrigération, iii) des fuites de réservoirs de combustible et iv) la réalisation de travaux d'assainissement de toute propriété contaminée, que cette contamination ait ou non été causée réellement par le propriétaire de celle-ci. Fortis Properties est déterminée à respecter les exigences des normes environnementales concernant son exploitation dans les secteurs hôtelier et immobilier. Lorsqu'elle évalue des propriétés en vue de leur acquisition, elle s'assure qu'elles respectent les normes environnementales, y compris, notamment, les normes fédérales, provinciales et municipales appropriées pour l'amiante, l'entreposage des carburants, l'isolation à l'urée-formaldéhyde et les réfrigérants à base de chlorofluorocarbones utilisés dans l'équipement de conditionnement de l'air et de réfrigération. Ce processus est également appliqué aux propriétés existantes pour assurer la conformité de toutes les installations avec les normes environnementales.

La société a des obligations de mise hors service d'immobilisations divulguées dans les notes afférentes à ses états financiers consolidés audités pour 2013. À l'exception d'une somme totalisant quelque 3 millions de dollars à l'égard de FortisBC et de Central Hudson, le passif associé à ces obligations de mise hors service d'immobilisations n'a pas été constaté dans les états financiers consolidés audités pour 2013 de la société, puisqu'il ne pouvait pas être raisonnablement évalué ou a été jugé négligeable (y compris les obligations de mise hors service des actifs associées à l'amiante et

aux poteaux traités aux produits chimiques) pour les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière consolidés de la société. Les entreprises de services publics disposent de programmes portant sur l'identification et le remplacement des transformateurs qui posent un risque de déversement accidentel d'huile, et les démarches d'enlèvement et d'élimination des BPC se poursuivent conformément aux lois et règlements applicables.

Les coûts découlant des initiatives en matière de protection de l'environnement (y compris l'élaboration, la mise en œuvre et le maintien en place de SGE), du respect des lois, des règlements et des lignes directrices relatifs à la protection de l'environnement, ainsi que des dommages causés à l'environnement, n'ont pas eu d'incidence importante sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie ou la situation financière consolidés de la société pour 2013 et, d'après les lois, les circonstances et les faits actuels, rien ne laisse croire qu'ils auront d'importantes répercussions en 2014. Toutefois, puisque plusieurs de ces coûts sont intégrés dans le cadre des programmes consacrés à l'exploitation, à l'entretien et aux immobilisations, ils ne sont pas facilement identifiables. Pour les services publics réglementés de la société, les coûts d'exploitation et les dépenses en immobilisations associés aux initiatives en matière de protection de l'environnement, au respect des lois, des règlements et des lignes directrices en matière d'environnement, ainsi qu'aux dommages environnementaux, qui ont été engagés avec prudence peuvent être recouverts dans les tarifs des clients. Fortis croit que la société et ses filiales respectent en tous points importants les lois et règlements environnementaux s'appliquant à elles dans les divers territoires où elles font affaire.

Les questions en matière d'environnement sont supervisées au niveau des filiales et font régulièrement l'objet de rapports au conseil d'administration respectif de celles-ci.

Pour de plus amples renseignements au sujet des risques environnementaux auxquels la société est exposée, se reporter à la rubrique « Gestion des risques d'affaires – Risques environnementaux » du rapport de gestion de la société.

6.0 FACTEURS DE RISQUE

Pour de plus amples renseignements au sujet des risques commerciaux auxquels la société est exposée, se reporter à la rubrique « Gestion des risques d'affaires » du rapport de gestion de la société.

7.0 DESCRIPTION GÉNÉRALE DE LA STRUCTURE DU CAPITAL-ACTIONS

Le capital-actions autorisé de la société est constitué de la manière suivante :

- a) un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale;
- b) un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang, sans valeur nominale; et
- c) un nombre illimité d'actions privilégiées de deuxième rang, sans valeur nominale.

Au 13 mars 2014, les actions ordinaires et actions privilégiées de premier rang suivantes étaient émises et en circulation.

Capital-actions	Émises et en circulation	Droits de vote par action¹⁾
Actions ordinaires	214 120 742	Un
Actions privilégiées de premier rang, série E	7 993 500	Aucun
Actions privilégiées de premier rang, série F	5 000 000	Aucun
Actions privilégiées de premier rang, série G	9 200 000	Aucun
Actions privilégiées de premier rang, série H	10 000 000	Aucun
Actions privilégiées de premier rang, série J	8 000 000	Aucun
Actions privilégiées de premier rang, série K	10 000 000	Aucun

¹⁾ Les actions privilégiées de premier rang ne comportent pas de droit de vote à moins que Fortis n'omette de verser huit dividendes trimestriels, consécutifs ou non, que ces dividendes aient été déclarés ou non.

Débetures convertibles représentées par des reçus de versement

Pour financer une partie de l'acquisition imminente de UNS Energy, en janvier 2014, par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive directe, Fortis a conclu la vente de débetures subordonnées convertibles non garanties à 4 % représentées par des reçus de versement, pour un montant en capital global de 1,8 milliard de dollars.

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

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

Pour de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique « Éléments importants – Débetures convertibles représentées par des reçus de versement » du rapport de gestion de la société.

Politique en matière de dividendes

Le tableau suivant présente sommairement les dividendes déclarés au comptant par action pour chacune des catégories d'actions de la société au cours des trois derniers exercices.

Capital-actions	Dividendes déclarés		
	<i>(par action)</i>		
	2013	2012	2011
Actions ordinaires	1,25 \$	1,21 \$	1,17 \$
Actions privilégiées de premier rang, série C ¹⁾	0,4862 \$	1,3625 \$	1,3625 \$
Actions privilégiées de premier rang, série E	1,2250 \$	1,2250 \$	1,2250 \$
Actions privilégiées de premier rang, série F	1,2250 \$	1,2250 \$	1,2250 \$
Actions privilégiées de premier rang, série G ²⁾	1,1416 \$	1,3125 \$	1,3125 \$
Actions privilégiées de premier rang, série H	1,0625 \$	1,0625 \$	1,0625 \$
Actions privilégiées de premier rang, série J ³⁾	1,1875 \$	0,3514 \$	–
Actions privilégiées de premier rang, série K ⁴⁾	0,6233 \$	–	–

¹⁾ En juillet 2013, la société a racheté la totalité des actions privilégiées de premier rang, série C émises et en circulation moyennant un prix de rachat de 25,1456 \$ par action, soit la somme de 25,00 \$ majorée du montant des dividendes accumulés et impayés par action.

²⁾ Le taux du dividende fixe annuel par action relatif aux actions privilégiées de premier rang, série G a été rétabli, passant de 1,3125 \$ à 0,9708 \$ l'action par année pour la période quinquennale qui commence à courir le 1^{er} septembre 2013, inclusivement, et se termine le 1^{er} septembre 2018, exclusivement.

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

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

Aux fins des règles améliorées du crédit d'impôt pour dividendes de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et des lois fiscales provinciales et territoriales correspondantes, tous les dividendes versés par Fortis à des résidents canadiens sur des actions ordinaires et privilégiées après le 31 décembre 2005 sont désignés en tant que « dividendes déterminés ». À moins d'indication contraire, tous les dividendes payés par Fortis après la date des présentes sont désignés à titre de « dividendes déterminés » aux fins de ces règles.

Le 9 décembre 2013, le conseil a annoncé qu'il faisait passer le dividende trimestriel par action ordinaire de 0,31 \$ à 0,32 \$ et le premier paiement a été effectué le 1^{er} mars 2014 aux porteurs inscrits au 14 février 2014. Également le 9 décembre 2013, le conseil a déclaré un dividende pour le premier trimestre de 2014 sur les actions privilégiées de premier rang, séries E, F, G, H, J et K selon le taux annuel prescrit applicable, qui a été payé le 1^{er} mars 2014 aux porteurs inscrits au 14 février 2014.

Le 13 mars 2014, le conseil a déclaré un dividende pour le deuxième trimestre de 2014 de 0,32 \$ par action ordinaire et, pour les actions privilégiées de premier rang, séries E, F, G, H, J et K, il a déclaré un dividende pour le deuxième trimestre de 2014 en conformité avec le taux annuel prescrit. Dans chaque cas, le dividende du deuxième trimestre de 2014 sera payé le 1^{er} juin 2014 aux porteurs inscrits au 16 mai 2014.

Actions ordinaires

Les dividendes sur les actions ordinaires sont déclarés à la discrétion du conseil. Les porteurs d'actions ordinaires ont le droit, sous les réserves d'usage, de recevoir proportionnellement les dividendes déclarés par le conseil. Sous réserve des droits des porteurs des actions privilégiées de premier rang et des actions privilégiées de deuxième rang, ainsi que de toute autre catégorie d'actions de la société dont les porteurs sont autorisés à recevoir des dividendes en priorité sur les porteurs des actions ordinaires ou proportionnellement avec ces derniers, le conseil peut déclarer des dividendes sur les actions ordinaires à l'exclusion de toute autre catégorie d'actions de la société.

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

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

Actions privilégiées de premier rang, série C

En juillet 2013, la société a racheté la totalité des 5 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série C à 5,45 % émises et en circulation moyennant un prix de rachat de 25,1456 \$ par action, soit la somme de 25,00 \$ majorée du montant des dividendes accumulés et impayés par action.

Actions privilégiées de premier rang, série E

Les porteurs des 7 993 500 actions ordinaires privilégiées de premier rang, série E ont droit à des dividendes privilégiés fixes et cumulatifs au comptant à raison de 1,2250 \$ l'action par année. La société peut, à son gré, racheter, en totalité en tout temps ou en partie de temps à autre, au comptant les actions privilégiées de premier rang, série E en circulation pour 25,75 \$ l'action si elles sont rachetées au cours de la période de douze mois commençant le 1^{er} juin 2013, pour 25,50 \$ l'action si elles sont rachetées au cours de la période de douze mois commençant le 1^{er} juin 2014, pour 25,25 \$ l'action si elles sont rachetées au cours de la période de douze mois commençant le 1^{er} juin 2015 et pour 25,00 \$ l'action si elles sont rachetées à compter du 1^{er} juin 2016, majoré dans chacun des cas, de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement. La société peut, à son gré, convertir en totalité en tout temps ou en partie de temps à autre, les actions privilégiées de premier rang, série E en circulation en actions ordinaires de la société, entièrement libérées et négociables sur le marché libre.

Le nombre d'actions ordinaires en lequel chaque action privilégiée peut être convertie correspondra au quotient du prix de rachat alors applicable à chacune des actions privilégiées de premier rang, série E, majoré de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour la conversion, exclusivement, par 1,00 \$ ou 95 % du cours des actions ordinaires à cette date, selon le montant le

plus élevé. À compter du 1^{er} septembre 2016, chaque action privilégiée de premier rang, série E pourra être convertie, au gré du porteur, le premier jour ouvrable de septembre, décembre, mars et juin de chaque année, en un nombre d'actions ordinaires entièrement libérées et négociables sur le marché libre correspondant au quotient de la somme de 25,00 \$, majorée de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour la conversion, exclusivement, par 1,00 \$ ou 95 % du cours des actions ordinaires à cette date, selon le montant le plus élevé. Si un porteur d'actions privilégiées de premier rang, série E choisit de convertir ces actions en actions ordinaires, la société peut racheter ces actions privilégiées de premier rang, série E au comptant ou peut prendre les arrangements nécessaires pour la vente de ces actions à d'autres acheteurs.

Actions privilégiées de premier rang, série F

Les porteurs des 5 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série F ont droit à des dividendes privilégiés fixes et cumulatifs au comptant à raison de 1,2250 \$ l'action par année. La société peut, à son gré, racheter au comptant les actions privilégiées de premier rang, série F, en totalité en tout temps ou en partie de temps à autre, à 25,50 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1^{er} décembre 2013, mais avant le 1^{er} décembre 2014, à 25,25 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1^{er} décembre 2014, mais avant le 1^{er} décembre 2015 et à 25,00 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1^{er} décembre 2015, majoré dans chaque cas de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date prévue pour le rachat, exclusivement.

Actions privilégiées de premier rang, série G

Les porteurs des 9 200 000 actions privilégiées de premier rang, série G ont droit à des dividendes privilégiés fixes et cumulatifs au comptant à raison de 1,3125 \$ l'action par année l'action par année jusqu'au 31 août 2013, inclusivement. Le taux du dividende fixe annuel par action relatif aux actions privilégiées de premier rang, série G a été rétabli à 0,9708 \$ pour la période quinquennale qui commence à courir le 1^{er} septembre 2013, inclusivement, et se termine le 1^{er} septembre 2018, exclusivement. Pour chaque période de cinq ans après cette date, les porteurs des actions privilégiées de premier rang, série G ont droit à des dividendes privilégiés fixes et cumulatifs au comptant rétablis. Les dividendes annuels rétablis par action correspondront au produit de 25,00 \$ l'action par le taux de dividende fixe annuel, soit la somme du rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans à la date de calcul du taux de dividende rétabli applicable, majorée de 2,13 %. Le 1^{er} septembre 2018, ainsi que le 1^{er} septembre de chaque période quinquennale par la suite, la société peut, à son gré, racheter au comptant, en totalité en tout temps ou en partie de temps à autre, les actions privilégiées de premier rang, série G en circulation, au prix de 25,00 \$ l'action, majoré dans chaque cas de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement.

Actions privilégiées de premier rang, série H

Les porteurs des 10 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série H ont droit à des dividendes privilégiés fixes et cumulatifs au comptant à raison de 1,0625 \$ l'action par année jusqu'au 1^{er} juin 2015, exclusivement. Pour chaque période de cinq ans après cette date, les porteurs des actions privilégiées de premier rang, série H ont droit à des dividendes privilégiés fixes et cumulatifs au comptant rétablis. Les dividendes annuels rétablis par action correspondront au produit de 25,00 \$ l'action par le taux de dividende fixe annuel, soit la somme du rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans à la date de calcul du taux de dividende rétabli applicable, majorée de 1,45 %.

À chaque date de conversion des actions de série H, soit le 1^{er} juin 2015, ainsi que le 1^{er} juin de chaque période quinquennale par la suite, la société peut, à son gré, racheter au comptant, en tout ou en partie, les actions privilégiées de premier rang, série H en circulation, au prix de 25,00 \$ l'action, majoré de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement. À chaque date de conversion des actions de série H, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang, série H auront le choix de convertir en tout ou en partie leurs actions privilégiées de premier rang, série H en un nombre égal d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif et à taux variable, série I.

Les porteurs des actions privilégiées de premier rang, série I auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés variables et cumulatifs au comptant d'après un montant par action correspondant au produit du dividende variable trimestriel applicable, multiplié par 25,00 \$. Le taux de dividende variable trimestriel correspondra à la somme du rendement moyen des bons du Trésor du gouvernement du Canada à trois mois exprimée en pourcentage, majorée de 1,45 %.

À chaque date de conversion des actions privilégiées de premier rang, série I, soit le 1^{er} juin 2020, ainsi que le 1^{er} juin de chaque période quinquennale par la suite, la société peut, à son gré, racheter au comptant, en tout ou en partie, les actions privilégiées de premier rang, série I en circulation au prix de 25,00 \$ l'action, majoré de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement. À toute date après le 1^{er} juin 2015 qui n'est pas une date de conversion des actions privilégiées de premier rang, série I, la société peut, à son gré, racheter au comptant, en totalité ou en partie, les actions privilégiées de premier rang, série I en circulation au prix de 25,50 \$ l'action, majoré de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement. À chaque date de conversion des actions privilégiées de premier rang, série I, les porteurs des actions privilégiées de premier rang, série I auront le choix de convertir en tout ou en partie leurs actions privilégiées de premier rang, série I en un nombre égal d'actions privilégiées de premier rang, série H.

À toute date de conversion des actions privilégiées de premier rang, série H, si la société établit qu'il y aurait moins de 1 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série H en circulation, ces actions privilégiées de premier rang, série H restantes seront automatiquement converties en un nombre égal d'actions privilégiées de premier rang, série I. À toute date de conversion des actions privilégiées de premier rang, série I, si la société établit qu'il y aurait moins de 1 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série I en circulation, ces actions privilégiées de premier rang, série I restantes seront automatiquement converties en un nombre égal d'actions privilégiées de premier rang, série H. Toutefois, si par suite de ces conversions automatiques, moins de 1 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série I ou moins de 1 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série H étaient en circulation, alors aucune conversion automatique n'aura lieu.

Actions privilégiées de premier rang, série J

Les porteurs des 8 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série J ont droit à des dividendes privilégiés fixes et cumulatifs au comptant à raison de 1,1875 \$ l'action par année. À compter du 1^{er} décembre 2017, la société peut, à son gré, racheter au comptant les actions privilégiées de premier rang, série J, en totalité en tout temps ou en partie de temps à autre, à 26,00 \$ l'action si le rachat a lieu avant le 1^{er} décembre 2018, à 25,75 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1^{er} décembre 2018, mais avant le 1^{er} décembre 2019, à 25,50 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1^{er} décembre 2019, mais avant le 1^{er} décembre 2020, à 25,25 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1^{er} décembre 2020, mais avant le 1^{er} décembre 2021 et à 25,00 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1^{er} décembre 2021, majoré dans chaque cas de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date prévue pour le rachat, exclusivement.

Actions privilégiées de premier rang, série K

Les porteurs des 10 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série K ont droit à des dividendes privilégiés fixes et cumulatifs au comptant à raison de 1,0000 \$ l'action par année jusqu'au 1^{er} mars 2019, exclusivement. Pour chaque période de cinq ans après cette date, les porteurs des actions privilégiées de premier rang, série K ont droit à des dividendes privilégiés fixes et cumulatifs au comptant rétablis. Les dividendes annuels rétablis par action correspondront au produit de 25,00 \$ l'action par le taux de dividende fixe annuel, soit la somme du rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans à la date de calcul du taux de dividende rétabli applicable, majorée de 2,05 %.

À chaque date de conversion des actions de série K, soit le 1^{er} mars 2019, ainsi que le 1^{er} mars de chaque période quinquennale par la suite, la société peut, à son gré, racheter au comptant, en tout ou en partie, les actions privilégiées de premier rang, série K en circulation, au prix de 25,00 \$ l'action, majoré de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement. À chaque date de conversion des actions de série K, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang, série K auront le choix de convertir en tout ou en partie leurs actions privilégiées de

premier rang, série K en un nombre égal d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif et à taux variable, série L.

Les porteurs des actions privilégiées de premier rang, série L auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés variables et cumulatifs au comptant d'après un montant par action correspondra au produit du dividende variable trimestriel applicable, multiplié par 25,00 \$. Le taux de dividende variable trimestriel correspondra à la somme du rendement moyen des bons du Trésor du gouvernement du Canada à trois mois exprimée en pourcentage, majorée de 2,05 %.

À chaque date de conversion des actions privilégiées de premier rang, série L, soit le 1^{er} mars 2024, ainsi que le 1^{er} mars de chaque période quinquennale par la suite, la société peut, à son gré, racheter au comptant, en tout ou en partie, les actions privilégiées de premier rang, série L en circulation au prix de 25,00 \$ l'action, majoré de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement. À toute date après le 1^{er} mars 2019 qui n'est pas une date de conversion des actions privilégiées de premier rang, série L, la société peut, à son gré, racheter au comptant, en totalité ou en partie, les actions privilégiées de premier rang, série L en circulation au prix de 25,50 \$ l'action, majoré de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement. À chaque date de conversion des actions privilégiées de premier rang, série L, les porteurs des actions privilégiées de premier rang, série L auront le choix de convertir en tout ou en partie leurs actions privilégiées de premier rang, série L en un nombre égal d'actions privilégiées de premier rang, série K.

À toute date de conversion des actions privilégiées de premier rang, série K, si la société établit qu'il y aurait moins de 1 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série K en circulation, ces actions privilégiées de premier rang, série K restantes seront automatiquement converties en un nombre égal d'actions privilégiées de premier rang, série L. À toute date de conversion des actions privilégiées de premier rang, série L, si la société établit qu'il y aurait moins de 1 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série L en circulation, ces actions privilégiées de premier rang, série L restantes seront automatiquement converties en un nombre égal d'actions privilégiées de premier rang, série K. Toutefois, si par suite de ces conversions automatiques, moins de 1 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série L ou moins de 1 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série K étaient en circulation, alors aucune conversion automatique n'aura lieu.

Clauses restrictives applicables aux distributions de dividendes

L'acte de fiducie portant sur les débentures de premier rang non garanties de la société pour un montant en capital de 200 millions de dollars contient un engagement prévoyant que Fortis ne peut déclarer ni payer de dividendes (sauf des dividendes en actions ou les dividendes privilégiés cumulatifs relatifs aux actions privilégiées qui ne sont pas émises à titre de dividendes en actions) ni verser d'autre distribution ou remboursement sur ses actions ni faire de remboursement anticipé de dette subordonnée s'il devait immédiatement s'ensuire que ses obligations consolidées à long terme représentent plus de 75 % du total de sa structure du capital consolidé.

La société dispose d'une facilité de crédit renouvelable non garantie consentie de 1 milliard de dollars venant à échéance en juillet 2018 et pouvant servir au financement temporaire d'acquisitions et aux besoins généraux de la société. La facilité de crédit contient un engagement prévoyant que Fortis s'abstiendra de déclarer ou de payer des dividendes ou d'effectuer d'autres paiements assujettis à des restrictions si, immédiatement par la suite, le ratio de la dette consolidée par rapport à la structure du capital consolidé excède, à quelque moment que ce soit, 70 %.

Aux 31 décembre 2013 et 2012, la société était en conformité avec les clauses restrictives applicables aux distributions de dividendes, tel que décrit ci-dessus.

8.0 NOTATIONS

Les titres émis par Fortis, et par ses entreprises de services publics auxquelles une note est attribuée, sont notés par une ou plusieurs agences de notation, notamment DBRS, S&P et(ou) Moody's. Les notes attribuées aux titres émis par Fortis et à ses filiales sont révisées continuellement par ces agences. Les notes relatives au crédit et à la stabilité visent à fournir aux épargnants une mesure indépendante de la qualité du crédit d'une émission de titres et ne sont pas des recommandations

d'achat, de vente ou de détention des titres. Les notes peuvent être révisées ou retirées en tout temps par l'agence de notation. Le tableau suivant présente sommairement les notes du crédit de la société en date du 13 mars 2014.

Fortis Notations			
Société	DBRS	S&P	Moody's
Fortis	A (faible), sous surveillance avec des perspectives en évolution (dette non garantie)	A-, perspective négative (dette non garantie)	s.o.
FHI	BBB (élevée), perspective stable (dette non garantie)	s.o.	Baa2, perspective négative (dette non garantie)
FEI	A, perspective stable (dette garantie et non garantie)	s.o.	A3, perspective négative (dette non garantie)
FEVI	s.o.	s.o.	A3, perspective négative (dette non garantie)
Central Hudson ¹⁾	s.o.	A, perspective stable (dette non garantie)	A2, perspective stable (dette non garantie)
FortisAlberta	A (faible), perspective positive (dette de premier rang non garantie)	A-, perspective négative (dette de premier rang non garantie)	s.o.
FortisBC Electric	A (faible), perspective stable (dette garantie et non garantie)	s.o.	Baa1, perspective négative (dette non garantie)
Newfoundland Power	A, perspective stable (obligations de première hypothèque)	s.o.	A2, perspective stable (obligations de première hypothèque)
Maritime Electric	s.o.	A, perspective négative (dette de premier rang garantie)	s.o.
Caribbean Utilities	A (faible), perspective stable (dette de premier rang non garantie)	A-, perspective négative (dette de premier rang non garantie)	s.o.

¹⁾ La dette de premier rang non garantie de Central Hudson a également été notée « A, perspective stable » par Fitch Ratings.

DBRS accorde des notations aux titres d'emprunt au moyen de catégories de notes allant de AAA à D, qui représentent l'écart entre la plus haute et la plus basse qualité de ces titres. DBRS déclare que :

- i) ses notes pour la dette à long terme visent à donner une indication du risque que l'emprunteur ne respectera pas ses obligations à temps en ce qui concerne les engagements quant aux intérêts et au capital;
- ii) ses notes ne prennent pas en considération des facteurs comme l'établissement des prix ou le risque lié au marché et devraient être l'un des éléments considérés par les acquéreurs dans le cadre de leurs décisions de placement; et
- iii) chaque note est établie selon des critères quantitatifs et qualitatifs pertinents pour l'entité emprunteuse. La note A, telle que la conçoit DBRS, se situe au milieu de trois sous-catégories au sein de la troisième catégorie la plus élevée des neuf catégories principales. Une telle notation est attribuée aux titres d'emprunt dont la qualité du crédit est considérée satisfaisante et pour lesquels la protection des intérêts et du capital demeure considérable, mais dont la solidité est moindre que pour les entités qui ont une notation AA. Les entités ayant reçu une notation BBB sont considérées comme ayant une dette à long terme de qualité adéquate. La protection des intérêts et du capital est considérée comme acceptable, mais l'entité est jugée plus sensible à des changements défavorables de la conjoncture financière et économique, ou encore il peut exister d'autres conditions défavorables diminuant la solidité de l'entité et la valeur de ses titres

visés par la note. L'indication « (élevée) » ou « (faible) » pouvant qualifier une notation donne une précision sur la situation à l'intérieur de la catégorie que représente la notation.

L'éventail de notation de la dette à long terme par S&P va de AAA à D, ce qui représente l'écart entre la plus haute et la plus basse qualité de ces titres. S&P utilise les désignations « + » ou « - » pour donner une indication de la situation des titres à l'intérieur de la catégorie que représente la notation qui leur est attribuée. S&P précise que ses notations de crédit représentent les opinions actuelles en ce qui concerne les caractéristiques de sécurité financière à l'égard de la capacité de l'émetteur de s'acquitter des paiements prévus par les contrats conclus conformément aux modalités de ceux-ci. Cette opinion n'est pas spécifique à aucun contrat donné et ne traite pas du caractère adéquat d'un contrat particulier pour des fins ou pour un acquéreur spécifiques. Une notation A signifie que l'émetteur est considéré comme ayant des caractéristiques de sécurité financière lui permettant de respecter ses engagements financiers, mais qu'il est légèrement plus vulnérable aux effets défavorables des changements survenant dans sa situation et dans la conjoncture économique que les émetteurs dont la notation est supérieure.

Dans le cas de Moody's, l'échelle de notation de la dette à long terme va de Aaa à C, ce qui représente l'écart entre la plus haute et la plus basse qualité de ces titres. De plus, Moody's applique les modificateurs numériques 1, 2 et 3 à chaque catégorie de notation générique allant de Aa à Caa pour indiquer où se situent les titres à l'intérieur de celle-ci. Le modificateur 1 indique que le titre se classe dans la tranche supérieure de sa catégorie de notation générique, le modificateur 2 indique qu'il se classe dans la tranche intermédiaire et le modificateur 3 indique qu'il se classe dans la tranche inférieure de sa catégorie de notation générique. Moody's précise que ses notations de la dette à long terme représentent un consensus sur le risque relatif des obligations à revenu fixe ayant une échéance initiale d'un an ou plus et que chacune de ces notations tient compte de la probabilité d'un manquement et d'une perte financière subie en cas de manquement. Dans le système de Moody's, la cote Baa se situe dans la quatrième catégorie des neuf catégories de notation principales et s'applique à des titres d'emprunt jugés de qualité moyenne. Les titres d'emprunt notés Baa sont exposés à des risques de crédit modérés et peuvent comporter certaines caractéristiques spéculatives. Les titres d'emprunt notés A sont jugés de qualité moyenne à supérieure et sont soumis à des risques de crédit inférieurs.

9.0 MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

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 et les actions privilégiées de premier rang, série K de Fortis sont inscrites à la cote de la Bourse TSX sous les symboles FTS, FTS.PR.E, FTS.PR.F, FTS.PR.G, FTS.PR.H, FTS.PR.J et FTS.PR.K respectivement. Les actions privilégiées de premier rang, série C et les reçus de souscription de Fortis étaient inscrits auparavant à la cote de la Bourse TSX sous les symboles FST.PR.C et FTS.R, respectivement. Les reçus de versement de Fortis sont négociés à la cote de la Bourse TSX depuis janvier 2014 sous le symbole FTS.IR.

Le tableau suivant indique les cours extrêmes compilés des actions ordinaires, des actions privilégiées de premier rang, série C, des actions privilégiées de premier rang, série E, des actions privilégiées de premier rang, série F, des actions privilégiées de premier rang, série G, des actions privilégiées de premier rang, série H, des actions privilégiées de premier rang, série J, des actions privilégiées de premier rang, série K et des reçus de souscription ainsi que le volume des opérations sur celles-ci, à chaque mois pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013.

Fortis						
Cours et volume des opérations pour 2013						
	Actions ordinaires			Actions privilégiées de premier rang, série C ¹⁾		
Mois	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier	34,85	33,92	7 028 930	25,80	25,50	37 516
Février	34,89	32,89	8 565 427	25,68	25,14	371 329
Mars	34,29	33,21	9 213 786	25,34	25,15	176 447
Avril	35,08	33,06	9 634 522	25,50	25,22	263 259
Mai	35,14	33,00	11 446 339	25,46	25,07	191 089
Juin	33,32	30,70	13 177 638	25,16	25,10	30 776
Juillet	32,95	31,25	8 084 459	25,24	25,12	4 956
Août	32,45	29,92	8 815 840	-	-	-
Septembre	31,57	29,78	13 894 725	-	-	-
Octobre	32,80	30,76	9 216 065	-	-	-
Novembre	32,84	31,00	9 871 013	-	-	-
Décembre	31,68	29,51	11 521 039	-	-	-
	Actions privilégiées de premier rang, série E			Actions privilégiées de premier rang, série F		
Mois	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier	27,19	26,64	38 132	26,05	25,80	63 277
Février	27,03	26,30	61 519	26,25	25,74	372 278
Mars	26,64	26,18	161 461	26,02	25,79	68 561
Avril	26,83	26,27	62 483	26,17	25,65	49 615
Mai	26,54	26,08	151 923	26,06	25,08	133 510
Juin	26,27	25,95	17 127	25,12	22,89	109 880
Juillet	26,16	25,90	25 989	24,76	23,28	93 996
Août	26,15	25,15	102 324	23,64	21,51	160 433
Septembre	26,04	25,80	277 950	24,12	21,67	268 832
Octobre	26,16	25,90	142 029	24,77	22,87	110 290
Novembre	26,22	25,83	110 659	24,05	23,25	83 563
Décembre	26,25	25,62	144 603	23,51	21,66	235 877
	Actions privilégiées de premier rang, série G			Actions privilégiées de premier rang, série H		
Mois	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier	25,10	24,32	619 282	26,03	25,43	236 790
Février	25,31	24,87	462 897	26,25	25,45	232 420
Mars	25,38	24,99	231 399	26,38	25,80	293 989
Avril	25,39	25,09	166 680	26,26	25,29	166 015
Mai	25,78	25,01	223 188	25,92	25,10	142 715
Juin	25,12	22,33	141 639	25,46	24,05	169 198
Juillet	24,92	24,03	172 482	24,62	22,53	186 298
Août	24,05	22,90	152 750	22,98	19,90	266 107
Septembre	23,82	23,20	186 736	22,17	20,68	254 009
Octobre	24,10	23,35	210 044	22,30	20,12	329 107
Novembre	24,19	23,78	166 399	22,38	20,80	447 312
Décembre	24,13	23,76	235 211	21,55	21,00	587 546

¹⁾ Les actions privilégiées de premier rang, série C ont été rachetées en juillet 2013.

Fortis						
Cours et volume des opérations pour 2013						
Mois	Actions privilégiées de premier rang, série J			Actions privilégiées de premier rang, série K ¹⁾		
	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier	26,09	25,54	455 909	-	-	-
Février	26,27	25,56	296 524	-	-	-
Mars	26,12	25,60	307 650	-	-	-
Avril	26,26	25,85	271 529	-	-	-
Mai	26,10	25,52	166 192	-	-	-
Juin	25,60	22,31	206 705	-	-	-
Juillet	24,49	22,75	193 041	25,29	24,90	619 484
Août	23,58	20,99	239 500	25,25	24,25	216 119
Septembre	23,75	21,13	378 127	24,84	24,10	158 746
Octobre	23,75	22,33	215 801	24,76	24,20	329 716
Novembre	23,59	22,37	252 735	24,78	23,96	137 442
Décembre	22,70	21,24	378 358	24,84	24,05	194 721
Reçus de souscription ²⁾						
Mois	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume			
Janvier	35,02	33,94	1 182 323			
Février	35,10	32,25	451 480			
Mars	34,87	33,89	868 842			
Avril	35,31	33,64	331 471			
Mai	35,40	33,25	1 076 259			
Juin	34,47	31,89	1 557 411			

¹⁾ Les actions privilégiées de premier rang, série K, ont été émises en juillet 2013.

²⁾ Les reçus de souscription ont été convertis en actions ordinaires en juin 2013.

10.0 ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

Le conseil dispose de lignes directrices en matière de gouvernance qui traitent de divers éléments, y compris le mandat des administrateurs. Les lignes directrices en matière de gouvernance prévoient que les administrateurs de la société sont élus pour un mandat d'un an et, sauf dans des circonstances appropriées déterminées par le conseil, sont admissibles à la réélection jusqu'à l'assemblée annuelle des actionnaires suivant la date à laquelle ils atteignent l'âge de 70 ans ou le 12^e anniversaire de leur première élection au conseil. Cette politique ne s'applique pas à M. Marshall, dont les fonctions auprès du conseil sont reliées à son mandat de chef de la direction. Le tableau suivant présente les nom et municipalité de résidence de chacun des administrateurs de Fortis, ainsi que leurs postes principaux au cours des cinq dernières années.

Administrateurs de Fortis	
Nom	Postes principaux au cours des cinq dernières années
PETER E. CASE ^{1) 2)} Kingston (Ontario)	M. Case, 59 ans, administrateur de sociétés, a pris sa retraite en février 2003 à titre de directeur exécutif du service de recherche d'actions institutionnelles pour Marchés mondiaux CIBC. Au cours de sa carrière de 17 ans en tant qu'analyste cadre des placements auprès de Marchés mondiaux CIBC et de BMO Nesbitt Burns et de ses sociétés remplacées, M. Case a procédé à des analyses d'entreprises de pipelines et de services publics d'énergie canadiennes et de certaines de ces entreprises aux États-Unis qui se sont continuellement classées parmi les plus rigoureuses. M. Case a obtenu un baccalauréat ès arts et une maîtrise en administration des affaires de la Queen's University et une maîtrise en théologie du Wycliffe College de la University of Toronto. Il a été élu au conseil pour la première fois en mai 2005 et est président du comité d'audit du conseil depuis mars 2011. M. Case a été administrateur de FortisOntario de 2003 à 2010 et président du conseil d'administration de FortisOntario de 2009 à 2010. Il ne siège pas à titre d'administrateur d'autres émetteurs assujettis.
FRANK J. CROTHERS ²⁾ Nassau, Bahamas	M. Crothers, 69 ans, est président du conseil et chef de la direction d'Island Corporate Holdings Limited, société d'investissements privée établie aux Bahamas ayant divers intérêts dans les Caraïbes, en Amérique du Nord, en Australie et en Afrique du Sud. Pendant plus de 35 ans, il a siégé à de nombreux conseils des secteurs public et privé. Pendant plus de dix ans, il a siégé au conseil de la Harvard University Graduate School of Education et a également occupé pendant trois ans le poste de président du conseil de CARILEC, la Caribbean Association of Electrical Utilities. M. Crothers est l'ancien président de FortisTCI, qui a été acquise par la société en août 2006. Il siège au conseil d'administration de Caribbean Utilities. M. Crothers a été élu pour la première fois au conseil de Fortis en mai 2007. Auparavant, il a été administrateur de Belize Electricity de 2007 à 2010. M. Crothers est également administrateur des émetteurs assujettis AML Limited et Templeton Mutual Funds.
IDA J. GOODREAU ³⁾ Vancouver (Colombie-Britannique)	M ^{me} Goodreau, 62 ans, est professeure adjointe à la Sauder School of Business de la University of British Columbia. Elle est l'ancienne présidente et chef de la direction de LifeLabs. Avant de se joindre à LifeLabs en mars 2009, elle a agi en qualité de présidente et chef de la direction de Vancouver Coastal Health Authority depuis 2002. Elle a occupé plusieurs postes de haute direction auprès de plusieurs sociétés canadiennes et internationales des secteurs des pâtes et papiers et du gaz naturel. M ^{me} Goodreau est titulaire d'un baccalauréat en commerce et d'une maîtrise en administration des affaires de la University of Windsor et d'un baccalauréat en études anglaises et en économie de la University of Western Ontario. Elle a été élue pour la première fois au conseil en mai 2009. Elle a siégé au conseil d'administration de plusieurs sociétés ouvertes et publiques et occupe un poste d'administratrice de FHI et de FortisBC Inc. depuis 2007 et 2010 respectivement. M ^{me} Goodreau ne siège pas à titre d'administratrice d'autres émetteurs assujettis.

Administrateurs de Fortis (suite)	
Nom	Postes principaux au cours des cinq dernières années
DOUGLAS J. HAUGHEY ^{1) 3)} Calgary (Alberta)	M. Haughey, 57 ans, a été, d'août 2012 à mai 2013, chef de la direction de The Churchill Corporation, société de services de construction commerciale et de services industriels axée sur le marché de l'Ouest canadien. De 2010 jusqu'à la conclusion fructueuse de sa vente à Pembina Pipeline en avril 2012, il a été président et chef de la direction de Provident Energy Ltd., propriétaire/exploitante d'installations intermédiaires de liquides de gaz naturel. De 1999 à 2008, M. Haughey a occupé plusieurs postes de haute direction auprès de Spectra Energy et de sociétés remplacées. Il a assuré la direction générale de ses activités dans le secteur médian lié au gaz naturel dans l'ouest canadien, a été président et chef de la direction de Spectra Energy Income Fund et a également dirigé les équipes du développement stratégique et des fusions et acquisitions centralisées à Houston, au Texas. M. Haughey est titulaire d'un baccalauréat en administration de la University of Regina et d'une maîtrise en administration des affaires de la University of Calgary. Il détient également l'accréditation IAS.A. de l'Institut des administrateurs de sociétés. Il a été élu pour la première fois au conseil en mai 2009. M. Haughey est devenu administrateur de Fortis Alberta en 2010 et il siège en qualité de président de ce conseil. M. Haughey est également un administrateur de Keyera Corporation.
H. STANLEY MARSHALL Paradise (Terre-Neuve-et-Labrador)	M. Marshall, 63 ans, est président et chef de la direction de la société. Il s'est joint à Newfoundland Power en 1979 et a été nommé président et chef de la direction de Fortis en 1996. M. Marshall a obtenu un baccalauréat ès sciences appliquées (génie chimique) de la University of Waterloo, de même qu'un baccalauréat en droit de la Dalhousie University. Il est membre de la Law Society of Newfoundland and Labrador et ingénieur professionnel enregistré dans la province de Terre-Neuve-et-Labrador. M. Marshall a été élu pour la première fois au conseil en octobre 1995. Il agit en qualité d'administrateur des filiales de services publics de Fortis en Colombie-Britannique, en Ontario, à New York et dans les Caraïbes, et de Fortis Properties. M. Marshall est également administrateur d'Enerflex Ltd.
JOHN S. McCALLUM ^{1) 2)} Winnipeg (Manitoba)	M. McCallum, 70 ans, est professeur de finances à l'Université du Manitoba depuis juillet 1973. Il a été président du conseil de Manitoba Hydro de 1991 à 2000 et conseiller politique du ministre fédéral des Finances de 1984 à 1991. M. McCallum a obtenu un diplôme ès arts (sciences économiques) et un baccalauréat ès sciences (mathématiques) de l'Université de Montréal. Il a obtenu une maîtrise en administration des affaires de la Queen's University et un doctorat en finances de la University of Toronto. M. McCallum a été élu pour la première fois au conseil en juillet 2001 et a été nommé président du comité de gouvernance et des mises en candidature du conseil en mai 2005. Il a été administrateur de FortisBC Inc. et de Fortis Alberta de 2004 à 2010 et de 2005 à 2010, respectivement. M. McCallum siège également en tant qu'administrateur de Société Financière IGM Inc. et d'Industries Toromont Ltée.
HARRY McWATTERS ²⁾ Summerland (Colombie-Britannique)	M. McWatters, 68 ans, est président de Vintage Consulting Group Inc., de Harry McWatters Inc. et de TIME Estate Winery, toutes des sociétés engagées dans divers aspects de l'industrie vinicole de la Colombie-Britannique. Il est le fondateur et ancien président de Sumac Ridge Estate Wine Group. M. McWatters a été élu pour la première fois au conseil de la société en mai 2007. Il a agi en qualité d'administrateur de FHI et de FortisBC Inc., pour lesquelles il a siégé en tant que président du conseil de 2006 à 2010. M. McWatters n'agit pas à titre d'administrateur d'autres émetteurs assujettis.

Administrateurs de Fortis (suite)	
Nom	Postes principaux au cours des cinq dernières années
RONALD D. MUNKLEY ^{2) 3)} Mississauga (Ontario)	M. Munkley, 68 ans, administrateur de sociétés, a quitté son poste de vice-président du conseil et directeur du secteur de l'électricité et des services publics de Marchés mondiaux CIBC en avril 2009. Il a agi à titre de conseiller dans le cadre de la plupart des opérations portant sur des entreprises de services publics au Canada depuis qu'il a commencé à travailler pour Marchés mondiaux CIBC, en 1998. Auparavant, il a été à l'emploi d'Enbridge Consumers Gas pendant 27 ans, où il a été en dernier lieu président du conseil, président et chef de la direction. Il a dirigé Enbridge Consumer Gas pendant le processus de déréglementation et de restructuration de celle-ci, durant les années 1990. M. Munkley est titulaire d'un baccalauréat en sciences de l'ingénierie de la Queen's University. Il est ingénieur et il a terminé les programmes de formation de dirigeant et de cadre dirigeant à la University of Western Ontario, puis a obtenu une attestation à l'égard de la formation pour associés, administrateurs et dirigeants de l'Institut canadien des valeurs mobilières. Il a été élu pour la première fois au conseil en mai 2009. M. Munkley siège actuellement au conseil d'administration de Bird Construction Inc.
DAVID G. NORRIS ^{1) 2) 3)} St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador)	M. Norris, 66 ans, administrateur de sociétés, a été consultant en finances et en gestion de 2001 jusqu'à sa retraite, en décembre 2013. Avant cela, il était vice-président directeur, finances et développement des affaires de Fishery Products International Limited. Auparavant, il a été sous-ministre au ministère des Finances et au Conseil du Trésor du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. M. Norris a obtenu un baccalauréat en commerce avec distinction de la Memorial University of Newfoundland et une maîtrise en administration des affaires de la McMaster University. M. Norris a été élu pour la première fois au conseil de la société en mai 2005 et a été nommé président du conseil en décembre 2010. Il a siégé à titre de président du comité d'audit du conseil de mai 2006 à mars 2011. M. Norris a été administrateur de Newfoundland Power de 2003 à 2010 et a siégé à titre de président du conseil de cette société de 2006 à 2010. Il a été administrateur de Fortis Properties de 2006 à 2010. M. Norris ne siège pas à titre d'administrateur d'autres émetteurs assujettis.
MICHAEL A. PAVEY ^{1) 3)} Moncton (Nouveau-Brunswick)	M. Pavey, 66 ans, administrateur de sociétés, a quitté son poste de vice-président directeur et chef des finances de Major Drilling Group International Inc. en septembre 2006. Avant de se joindre à Major Drilling Group International Inc. en 1999, il occupait des fonctions de haute direction auprès de Corporation TransAlta, notamment le poste de vice-président principal et chef des finances. M. Pavey a obtenu un baccalauréat en sciences appliquées (génie mécanique) de la University of Waterloo et une maîtrise en administration des affaires de l'Université McGill. Il a agi en qualité d'administrateur de Maritime Electric de 2001 à 2007 et a siégé en tant que président du comité d'audit et de l'environnement de cette société de 2003 à 2007. M. Pavey a été élu pour la première fois au conseil de la société en mai 2004 et il a été nommé président du comité des ressources humaines en mai 2013. Il ne siège pas à titre d'administrateur d'autres émetteurs assujettis.

¹⁾ Ces personnes siègent au comité d'audit

²⁾ Ces personnes siègent au comité de gouvernance et des mises en candidature

³⁾ Ces personnes siègent au comité des ressources humaines

Le tableau qui suit donne les nom et municipalité de résidence de chacun des membres de la direction de Fortis, ainsi que leur poste.

Membres de la direction de Fortis	
Nom et municipalité de résidence	Poste occupé
H. Stanley Marshall Paradise (Terre-Neuve-et-Labrador)	Président et chef de la direction ¹⁾
Barry V. Perry Mount Pearl (Terre-Neuve-et-Labrador)	Vice-président, finances et chef des finances ²⁾
Ronald W. McCabe St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador)	Vice-président, chef du contentieux et secrétaire de la société ³⁾
James D. Spinney Mount Pearl (Terre-Neuve-et-Labrador)	Trésorier ⁴⁾
Jamie D. Roberts Mount Pearl (Terre-Neuve-et-Labrador)	Contrôleur ⁵⁾
Donna G. Hynes St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador)	Secrétaire adjointe ⁶⁾

¹⁾ M. Marshall a été nommé président et chef de l'exploitation en date du 1^{er} octobre 1995. En date du 1^{er} mai 1996, M. Marshall est devenu chef de la direction.

²⁾ M. Perry a été nommé vice-président, finances, et chef des finances en date du 1^{er} janvier 2004. Auparavant, M. Perry était vice-président, finances, et chef des finances de Newfoundland Power.

³⁾ M. McCabe a été nommé chef du contentieux et secrétaire de la société en date du 1^{er} janvier 1997. Pour valoir le 6 mai 2008, M. McCabe est devenu vice-président, chef du contentieux et secrétaire de la société.

⁴⁾ M. Spinney a été nommé trésorier en date du 20 mars 2013. Auparavant, M. Spinney était directeur, Trésorerie de Fortis depuis octobre 2002.

⁵⁾ M. Roberts a été nommé contrôleur en date du 20 mars 2013. Auparavant, M. Roberts était vice-président, finances et chef des finances de Fortis Properties depuis juillet 2008.

⁶⁾ M^{me} Hynes a été nommée secrétaire adjointe en date du 8 décembre 1999. Elle s'est jointe à Fortis à titre de directrice, relations avec les épargnants et relations publiques, en octobre 1999; auparavant, elle travaillait pour Newfoundland Power.

En date du 31 décembre 2013, les administrateurs et les dirigeants de Fortis étaient directement ou indirectement propriétaires véritables, en tant que groupe, de 819 243 actions ordinaires, soit 0,4 % des actions ordinaires émises et en circulation de Fortis, ou exerçaient une emprise sur ces actions. Les actions ordinaires sont les seuls titres comportant droit de vote de la société.

11.0 COMITÉ D'AUDIT

11.1 Formation et expérience

La formation et l'expérience de chaque membre du comité d'audit qui sont pertinentes à ses responsabilités à ce titre sont mentionnées ci-dessous. Au 31 décembre 2013, le comité d'audit était composé des personnes suivantes.

Fortis Comité d'audit	
Name	Formation et expérience pertinentes
PETER E. CASE (<i>président</i>) Kingston (Ontario)	M. Case a pris sa retraite en février 2003, à titre de directeur général du service institutionnel de recherche sur les actions pour Marchés mondiaux CIBC. Il a obtenu un baccalauréat ès arts et une maîtrise en administration des affaires de la Queen's University, ainsi qu'une maîtrise en théologie du Wycliffe College de la University of Toronto.
DOUGLAS J. HAUGHEY Calgary (Alberta)	M. Haughey a été chef de la direction de The Churchill Corporation d'août 2012 à mai 2013. Auparavant, il a été président et chef de la direction de Provident Energy Ltd. et a occupé plusieurs postes de direction auprès de Spectra Energy et de ses sociétés remplacées. Il est titulaire d'un baccalauréat en administration de la University of Regina et d'une maîtrise en administration des affaires de la University of Calgary. Il détient également l'accréditation IAS.A. de l'Institut des administrateurs de sociétés.
JOHN S. McCALLUM Winnipeg (Manitoba)	M. McCallum est professeur de finances à l'Université du Manitoba. Il a obtenu un diplôme ès arts (sciences économiques) et un baccalauréat ès sciences (mathématiques) de l'Université de Montréal. M. McCallum a obtenu une maîtrise en administration des affaires de la Queen's University et un doctorat en finances de la University of Toronto.
DAVID G. NORRIS St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador)	M. Norris a été conseiller en finances et en gestion de 2001 jusqu'à sa retraite en décembre 2013. Auparavant, il a été vice-président directeur, finances et développement des affaires de Fishery Products International Limited. Il a obtenu un baccalauréat en commerce avec distinction de la Memorial University of Newfoundland et une maîtrise en administration des affaires de la McMaster University.
MICHAEL A. PAVEY Moncton (Nouveau-Brunswick)	M. Pavey a quitté son poste de vice-président directeur et chef des finances de Major Drilling Group International Inc. en septembre 2006. Avant de se joindre à Major Drilling Group International Inc. en 1999, il occupait des fonctions de haute direction auprès de Corporation TransAlta, notamment le poste de vice-président principal et chef des finances. M. Pavey a obtenu un baccalauréat en sciences appliquées (génie mécanique) de la University of Waterloo et une maîtrise en administration des affaires de l'Université McGill.

Le conseil a déterminé que chacun des membres du comité d'audit est indépendant et possède des compétences financières. Un membre est indépendant lorsqu'il n'a pas de relation importante directe ou indirecte avec la société dont le conseil pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'elle nuise à l'indépendance du jugement de ce membre, tel qu'il est décrit plus en détail dans le *Règlement 52-110 sur le comité d'audit*. Une personne possède des compétences financières si elle a la capacité de lire et de comprendre un jeu d'états financiers qui présentent des questions comptables dont l'ampleur et le niveau de complexité sont habituellement comparables à ceux que les états financiers consolidés de la société pourraient comporter, selon toute attente raisonnable.

11.2 Mandat du comité d'audit

Le texte du mandat du comité d'audit est présenté ci-dessous.

A. Objectif

Le comité doit appuyer le conseil en supervisant l'audit externe des états financiers annuels de la société et les processus et politiques de présentation et de communication de l'information financière et comptable de la société.

B. Définitions

Dans ce mandat :

« **administrateur** » s'entend d'un membre du conseil;

« **auditeur externe** » s'entend du cabinet de comptables agréés, inscrit auprès du Conseil canadien sur la reddition de comptes ou de son remplaçant, nommé par les actionnaires de la société pour exercer les fonctions d'auditeur externe de la société;

« **auditeur interne** » s'entend de la personne employée ou engagée par la société pour exercer les fonctions d'auditeur interne de celle-ci;

« **comité** » s'entend du comité d'audit nommé par le conseil en vertu de ce mandat;

« **conseil** » s'entend du conseil d'administration de la société;

« **direction** » s'entend des membres de la haute direction de la société;

« **indépendant** » s'entend d'une personne libre de toute relation importante directe ou indirecte avec la société dont le conseil pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'elle nuise à l'indépendance du jugement de cette personne, tel que décrit plus en détail dans le Règlement 52-110;

« **membre** » s'entend d'un administrateur nommé à titre de membre du comité;

« **notice annuelle** » s'entend de la notice annuelle déposée par la société;

« **posséder des compétences financières** » s'entend de la capacité de lire et de comprendre un jeu d'états financiers qui présentent des questions comptables dont l'ampleur et le niveau de complexité sont habituellement comparables à ceux que les états financiers de la société pourraient comporter, selon toute attente raisonnable;

« **rapport de gestion** » s'entend du rapport de gestion de la société, préparé conformément au Règlement 51-102A1 à l'égard des états financiers annuels et intermédiaires de la société;

« **société** » s'entend de Fortis Inc.

C. Composition et réunions

1. Le comité doit être nommé annuellement par le conseil et être constitué d'au moins trois (3) administrateurs : chacun doit être indépendant, posséder des compétences financières et ne pas être membre de la direction ou du personnel de la société ou d'un membre du groupe de celle-ci.
2. Le conseil doit nommer un président du comité sur la recommandation du comité de gouvernance et des mises en candidature de la société, ou de tout autre comité que le conseil peut autoriser.

3. Le comité doit se réunir au moins quatre (4) fois chaque année et à tout autre moment au cours de l'exercice s'il le juge approprié. Les réunions du comité seront convoquées par i) le président du comité ou ii) par deux (2) membres, ou encore iii) par l'auditeur externe.
 4. Le président et chef de la direction, le vice-président, finances, et chef des finances, l'auditeur externe et l'auditeur interne doivent être avisés de toutes les réunions du comité et (à moins que le président du comité ne le détermine autrement) y participer.
 5. À toutes les réunions du comité, un quorum sera constitué d'au moins trois (3) membres.
 6. Le président du comité devra présider toutes les réunions du comité auxquelles il est présent. Si le président est absent de toute réunion du comité, les membres présents à la réunion devront nommer un de leurs membres pour présider la réunion.
 7. À moins que le président du comité ne le détermine autrement, le secrétaire de la société agira à titre de secrétaire du comité à toutes les réunions du comité.
- D. Supervision de l'audit externe et des processus et politiques de présentation et de communication de l'information comptable et financière*

L'objectif principal du comité est de superviser, pour le compte du conseil, les activités d'audit externe de la société et les processus et politiques de présentation et de communication de l'information comptable et financière. Il incombe à la direction de la société de choisir, d'instaurer et de maintenir des principes, des politiques, des contrôles internes et des procédures en matière de communication de l'information comptable et financière qui permettent de respecter les normes comptables et les lois et règlements applicables. La direction est responsable de la préparation et de l'intégrité des états financiers de la société.

1. Supervision de l'audit externe

La supervision de l'audit externe se rapporte à l'audit des états financiers annuels de la société.

- 1.1. Le comité est chargé d'évaluer l'auditeur externe et de recommander au conseil de proposer sa nomination par les actionnaires.
 - 1.2. Avant chaque audit, le comité doit passer en revue le plan d'audit de l'auditeur externe, y compris l'approche générale, l'étendue et les domaines assujettis au risque d'inexactitudes importantes.
 - 1.3. Le comité a la responsabilité d'approuver les modalités du mandat et la rémunération de l'auditeur externe.
 - 1.4. Le comité doit passer en revue et analyser les états financiers annuels audités de la société, ainsi que le rapport de l'auditeur externe s'y rapportant et le rapport de gestion, de concert avec la direction et l'auditeur externe pour obtenir une assurance raisonnable quant à leur exactitude, cohérence et exhaustivité. Le comité doit rencontrer en privé l'auditeur externe. Le comité doit superviser le travail de l'auditeur externe et résoudre tout désaccord entre la direction et l'auditeur externe.
 - 1.5. Le comité doit déployer des efforts raisonnables, notamment s'entretenir avec l'auditeur externe, pour s'assurer de l'indépendance de l'auditeur externe, au sens de la norme canadienne d'audit – 260.
- #### 2. Supervision des processus de présentation et de communication de l'information financière et comptable
- 2.1. Le comité doit recommander à l'approbation du conseil les états financiers annuels audités et le rapport de gestion.

- 2.2. Le comité doit passer en revue les états financiers intermédiaires non audités de concert avec l'auditeur externe et la direction, ainsi que le rapport d'examen de mission de l'auditeur externe à cet égard.
 - 2.3. Le comité doit passer en revue les états financiers intermédiaires non audités et les notes afférentes à ces états, ainsi que le rapport de gestion intermédiaire et les communiqués sur le bénéfice et approuver leur publication, pour le compte du conseil.
 - 2.4. Le comité doit passer en revue et recommander à l'approbation du conseil la notice annuelle, la circulaire de sollicitation de procurations par la direction, tout prospectus et toute autre information financière ou tout document d'information de la société devant être publiés par la société avant que ceux-ci soient diffusés au public.
 - 2.5. Le comité doit déployer des efforts raisonnables pour s'assurer de l'intégrité des systèmes d'information financière de la société, des contrôles internes à l'égard de l'information financière, ainsi que de la compétence du personnel comptable et des membres de la haute direction de celle-ci s'occupant des finances de la société qui sont responsables de la présentation de l'information comptable et financière.
 - 2.6. Le comité doit déployer des efforts raisonnables pour s'assurer du caractère approprié des structures importantes de la société en matière de financement et de fiscalité.
 - 2.7. Il incombe au comité de superviser l'auditeur interne.
 - 2.8. Le comité doit surveiller le programme de gestion des risques d'entreprise et faire rapport de l'évolution de celui-ci.
3. Supervision du mandat du comité d'audit et des politiques s'y rapportant

De manière périodique, le comité passera en revue le mandat du comité d'audit et les politiques suivantes, puis en fera rapport au conseil :

- 3.1. Politique relative aux rapports sur les allégations de conduite inappropriée présumée ou d'actes répréhensibles présumés;
- 3.2. Politique relative aux instruments financiers dérivés et aux couvertures;
- 3.3. Politique d'approbation préalable des services d'audit et des services non liés à l'audit;
- 3.4. Politique relative à l'engagement de membres du personnel de cabinets d'auditeurs indépendants;
- 3.5. Politique relative au rôle et au fonctionnement de l'audit interne; et
- 3.6. Toutes les autres politiques pouvant être mises sur pied de temps à autre concernant les processus de présentation et de communication de l'information comptable et financière, la supervision des activités d'audit externe des états financiers de la société et la supervision de la fonction d'audit interne.

E. Obligation de rendre compte

Le président du comité, ou un autre membre désigné, doit rendre compte au conseil, à chaque réunion régulière, des questions qui ont été traitées par le comité depuis la dernière réunion régulière du conseil.

F. Autres obligations

1. Le comité doit exercer les autres fonctions qui lui sont attribuées de temps à autre par le conseil.

2. Le comité peut approuver l'engagement, par le comité ou tout administrateur, dans les circonstances qu'il juge souhaitables et aux frais de la société, d'experts-conseils ou de personnes externes dotés de compétences spécialisées.

11.3 Politiques et procédures d'approbation préalable

Le comité d'audit a établi une politique exigeant l'approbation préalable de tous les services d'audit et les services non liés à l'audit fournis à la société et à ses filiales par l'auditeur externe de la société. La politique d'approbation préalable des services d'audit et des services non liés à l'audit décrit les services pouvant être confiés à l'auditeur externe, ainsi que les limites et les procédures d'autorisation s'y rapportant. Cette politique définit les services comme la tenue des livres, les évaluations, l'audit interne et les fonctions de direction qui ne peuvent être confiés à l'auditeur externe, tout en plafonnant les services admissibles non liés à l'audit à un montant qui ne saurait dépasser la rémunération totale au titre des services d'audit. Le comité d'audit doit approuver au préalable tous les services d'audit et les services non liés à l'audit.

11.4 Honoraires de l'auditeur externe

Les honoraires à verser par la société à Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., l'auditeur externe de la société, au cours des deux derniers exercices pour les prestations de services d'audit, de services liés à l'audit, de services fiscaux et de services non liés à l'audit s'établissaient ainsi :

Fortis		
Honoraires versés pour services de l'auditeur externe		
(en milliers de dollars)		
Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.	2013	2012
Honoraires d'audit	3 190	2 484
Honoraires pour services liés à l'audit	673	806
Honoraires pour services fiscaux	221	139
Honoraires pour services non liés à l'audit	–	138
Total	4 084	3 567

Le fait que les honoraires pour services liés à l'audit soient plus élevés en 2013 s'explique principalement par le travail qu'a effectué Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. relativement à l'audit annuel de CH Energy Group et aux examens trimestriels depuis l'acquisition, en juin 2013. L'augmentation des honoraires pour services fiscaux résulte d'un examen des immobilisations effectué auprès de Fortis Properties en 2013. Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. n'a pas fourni de services non liés à l'audit en 2013.

12.0 AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres pour les actions ordinaires, les actions privilégiées de premier rang et les reçus de versement de Fortis est Société de fiducie Computershare du Canada à Halifax, à Montréal et à Toronto.

Société de fiducie Computershare du Canada,
100 University Avenue, 9^e étage
Toronto (Ontario) M5J 2Y1
Tél. : 514 982-7555 ou 1 866 586-7638
Télec. : 416 263-9394 ou 1 888 453-0330
Site Web : www.investorcentre.com/fortisinc

13.0 AUDITEURS

L'auditeur de la société est Ernst & Young, s.r.l./s.e.n.c.r.l., comptables agréés, The Fortis Building, 139 Water Street, 7^e étage, St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador) A1C 1B2. Les états financiers consolidés de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013 ont été audités par Ernst & Young s.r.l./s.e.n.c.r.l. Ernst & Young s.r.l./s.e.n.c.r.l. indique que ce cabinet est indépendant de la société, conformément aux règles de déontologie de l'Institute of Chartered Accountants of Newfoundland.

14.0 RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

Se reporter au rapport de gestion et aux états financiers consolidés audités pour 2013, qui figurent aux pages 6 à 73 et aux pages 74 à 137, respectivement, du rapport annuel aux actionnaires de Fortis Inc. pour 2013, lesquelles pages sont intégrées aux présentes par renvoi. Des renseignements supplémentaires concernant la société sont disponibles sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

Des renseignements supplémentaires, notamment des renseignements concernant la rémunération des dirigeants et les prêts qui leur sont consentis, les principaux porteurs des titres de Fortis, les options d'achat de titres et les intérêts des initiés dans des opérations importantes, le cas échéant, seront présentés dans la circulaire de sollicitation de procurations par la direction de Fortis qui sera datée approximativement du 27 mars 2014 relativement à l'assemblée annuelle des actionnaires du 14 mai 2014. Des renseignements financiers additionnels sont aussi présentés dans les états financiers consolidés audités pour 2013 et dans le rapport de gestion.

Prière de s'adresser au secrétaire de Fortis, C. P. 8837, St. John's (T.-N.-L.) A1B 3T2 (téléphone : 709 737-2800) pour obtenir des exemplaires supplémentaires des documents mentionnés ci-dessus et de la notice annuelle de 2013. De plus, ces documents et des renseignements supplémentaires au sujet de la société sont présentés sur le site Web de la société, à l'adresse www.fortisinc.com.