



**NOTICE ANNUELLE**

**POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2012**

**Le 22 mars 2013**

**NOTICE ANNUELLE  
POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2012**

**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 .....	12
3.1	Services publics réglementés de gaz au Canada .....	13
3.1.1	Sociétés FortisBC Energy .....	13
3.2	Services publics réglementés d'électricité au Canada.....	16
3.2.1	FortisAlberta.....	16
3.2.2	FortisBC Electric.....	18
3.2.3	Newfoundland Power .....	22
3.2.4	Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada .....	23
3.3	Services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes .....	25
3.4	Activités non réglementées – Fortis Generation .....	28
3.5	Activités non réglementées – Fortis Properties .....	30
4.0	RÉGLEMENTATION .....	33
5.0	ENVIRONNEMENT .....	33
6.0	FACTEURS DE RISQUE.....	38
7.0	DESCRIPTION GÉNÉRALE DE LA STRUCTURE DU CAPITAL-ACTIONS .....	38
8.0	NOTATIONS .....	42
9.0	MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES .....	44
10.0	ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS .....	46
11.0	COMITÉ D'AUDIT .....	50
11.1	Formation et expérience .....	50
11.2	Mandat du comité d'audit .....	51
11.3	Politiques et procédures d'approbation préalable.....	54
11.4	Honoraires de l'auditeur externe.....	54
12.0	AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES .....	54
13.0	AUDITEURS.....	55
14.0	RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES .....	55

## **DÉFINITIONS DE CERTAINS TERMES ET EXPRESSIONS**

---

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

« **Abitibi** » s'entend de AbitibiBowater Inc.;

« **Accord Continuation Act** » s'entend de la loi de l'Île-du-Prince-Édouard intitulée *Electric Power (Energy Accord Continuation) Amendment Act*;

« **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;

« **Brilliant Corporation** » s'entend de Brilliant Expansion 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;

« **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;

« **CST** » s'entend d'une convention de service de transport;

- « **DBRS** » s'entend de DBRS Limited;
- « **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 2012** » s'entend des états financiers consolidés comparatifs audités de Fortis Inc. au 31 décembre 2012 et pour l'exercice clos à cette date 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, d'Atlantic Equipment & Power (Turks and Caicos) Ltd. et de Turks and Caicos Utilities Limited;
- « **FortisUS Energy** » s'entend de FortisUS Energy Corporation;
- « **FortisWest** » s'entend de FortisWest Inc.;
- « **GES** » s'entend des gaz à effet de serre;
- « **GNL** » s'entend de gaz naturel liquéfié;
- « **GWh** » s'entend d'un ou de plusieurs gigawattheures;

- « **Hilton Suites Hotel** » s'entend de l'hôtel Hilton Suites Winnipeg Airport;
- « **Hydro One** » s'entend de Hydro One Networks Inc.;
- « **Î.-P.-É.** » s'entend de l'Île-du-Prince-Édouard;
- « **IFRS** » s'entend des normes internationales d'information financière;
- « **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 2012** » s'entend de la présente notice annuelle de Fortis Inc. relative à l'exercice terminé le 31 décembre 2012;
- « **NYSPSC** » s'entend de la Public Service Commission de l'État de New York;
- « **ONE** » s'entend de l'Office national de l'énergie;
- « **partenariat Exploits** » s'entend du partenariat relatif aux ressources hydroélectriques de la rivière Exploits intervenu entre Abitibi et Fortis Properties Corporation;
- « **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;
- « **PCGR du Canada** » s'entend des principes comptables généralement reconnus du Canada;
- « **PEI Energy Commission** » s'entend de l'organisme appelé Prince Edward Island Energy Commission;
- « **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;
- « **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 7 à 81 du rapport annuel des actionnaires de 2012 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 2012;
- « **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;
- « **StationPark Hotel** » s'entend de l'hôtel StationPark All Suite;
- « **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;
- « **USW** » s'entend du Syndicat des métallos;
- « **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 2012 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. Avant 2010, l'information financière était préparée selon les PCGR du Canada.

À moins d'indication contraire, les renseignements contenus dans la notice annuelle de 2012 sont en date du 31 décembre 2012.

*Dans la notice annuelle de 2012, Fortis a inclus de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables au Canada (énoncés prospectifs). 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 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. L'information prospective dans la notice annuelle de 2012, y compris le rapport de gestion de 2012 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, 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 de 2010 à 2030 afin de maintenir la fiabilité des réseaux; le moment prévu de la clôture de l'acquisition de CH Energy Group 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 de propriété complète, à l'exclusion des frais liés à l'acquisition; la base tarifaire de mi-exercice prévue à l'égard de la société en 2013 au moment de la clôture de l'acquisition de CH Energy Group; la base tarifaire de mi-exercice prévue en 2013 à l'égard de chacune des quatre grandes entreprises de services publics réglementés canadiennes de la société et de Central Hudson; les dépenses en immobilisations brutes consolidées de la société pour 2013 et au total pour la période de cinq exercices allant de 2013 à 2017 et les dépenses en immobilisations annuelles moyennes à Central Hudson durant la même période; le taux de croissance annuel composé combiné prévu de la base tarifaire des services publics et des investissements dans les activités de production hydroélectrique au cours des cinq prochaines années; l'attente selon laquelle la charge et la base tarifaire de FortisAlberta bénéficieront de la croissance économique continue en Alberta; les diverses occasions d'investissement dans le transport de gaz naturel et d'électricité qui pourraient être à la portée de la société; l'incidence favorable prévue sur le bénéfice de la société pour des périodes ultérieures de l'adoption finale des modifications législatives à l'impôt en vertu de la partie VI.1; 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; l'absence de 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 2013; les échéances et les remboursements prévus de la dette à long terme consolidée en 2013 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; exception faite de la dette liée au partenariat Exploits, l'attente selon laquelle la société et ses filiales continueront de respecter les engagements relatifs à la dette en 2013; 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'incidence importante sur les résultats financiers consolidés de la société pour 2013; l'incidence prévue sur le bénéfice pour 2013 des sociétés FortisBC Energy, de FortisAlberta, de FortisBC Electric et de Newfoundland Power de modification du RCP et de la composante des capitaux propres dans la structure du capital totale; 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'absence de décotes importantes 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 2013; la probabilité que les contreparties aux instruments financiers dérivés des sociétés FortisBC Energy continueront de respecter leurs obligations; l'attente selon laquelle la charge de retraite nette consolidée pour 2013 au titre des régimes de retraite à prestations déterminées sera comparable à celle de 2012 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 FortisAlberta à recouvrer ses coûts de service et à réaliser son taux de RCP autorisé en vertu de la TAR, laquelle est entrée en vigueur pour une période de cinq ans commençant le 1<sup>er</sup> janvier 2013; la réception de l'autorisation réglementaire de la NYSpsc d'un accord de règlement, tel que déposé, relativement à l'acquisition de CH Energy Group; la clôture de l'acquisition de CH Energy Group avant l'échéance du 30 juin 2013 des reçus de souscription; l'absence de variation importante des taux d'intérêt; l'absence de perturbations importantes de l'exploitation ou de passifs environnementaux importants attribuables à un sinistre ou à un bouleversement 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; l'attente que la société recevra du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador une indemnisation équitable à l'égard de l'expropriation des actifs hydroélectriques et des droits d'utilisation de l'eau du partenariat Exploits; 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 d'intérêt, des taux de change, des prix du gaz naturel et des prix 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 2014 ou l'adoption des IFRS après 2014 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 2012 et dans les documents d'information continue déposés à l'occasion auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières. Les principaux facteurs de risque pour 2013 comprennent notamment l'incertitude entourant l'effet de la persistance de faibles taux d'intérêt sur le RCP autorisé de chacune des quatre entreprises de services publics réglementés au Canada de la société; 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 CH Energy Group, 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 2012 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 et (xii) le 8 novembre 2012, afin de désigner 8 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série J.

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 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 au Canada. Les sociétés réglementées qu'elle détient comprennent des services publics d'électricité dans cinq provinces canadiennes et deux pays des Caraïbes, et un service public de gaz naturel en Colombie-Britannique, au Canada. Au 31 décembre 2012, l'actif de services publics réglementés comptait pour environ 90 % de l'actif total de la société, le restant étant constitué principalement de l'actif de production non réglementé, concentré dans le secteur de l'hydroélectricité à la grandeur du Canada, au Belize et dans le nord de l'État de New York, ainsi que d'hôtels et d'immeubles de bureaux et de commerces de détail 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 22 mars 2013. 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 2012, ou dont le total des produits comptait individuellement pour moins de 10 % des produits consolidés de la société pour 2012. En outre, l'ensemble des principales filiales comptaient pour quelque 79 % de l'actif consolidé de la société en date du 31 décembre 2012 et pour quelque 76 % de ses produits consolidés de 2012.

<b>Principales filiales</b>		
<b>Filiale</b>	<b>Territoire de constitution</b>	<b>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</b>
FHI	Colombie-Britannique	100
FortisAlberta <sup>(1)</sup>	Alberta	100
FortisBC Inc. <sup>(2)</sup>	Colombie-Britannique	100
Newfoundland Power	Terre-Neuve-et-Labrador	94 <sup>(3)</sup>

<sup>1)</sup> 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.

<sup>2)</sup> 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.

<sup>3)</sup> Fortis détient en propriété la totalité des actions ordinaires, 1 713 actions privilégiées de premier rang, série A, 36 031 actions privilégiées de premier rang, série B, 13 700 actions privilégiées de premier rang, série D et 182 300 actions privilégiées de premier rang, série G de Newfoundland Power, qui, au 22 mars 2013, 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 24 %, passant d'environ 12,1 milliards de dollars au 31 décembre 2009 à environ 15,0 milliards de dollars au 31 décembre 2012. Les capitaux propres de la société ont aussi progressé de 46 %, passant d'environ 3,7 milliards de dollars au 31 décembre 2009 à quelque 5,4 milliards de dollars au 31 décembre 2012. Le bénéfice net attribuable aux capitaux propres en actions ordinaires est passé de 262 millions de dollars en 2009 à 315 millions de dollars en 2012.

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.

En 2012, le programme de dépenses en immobilisations consolidé de la société a franchi le cap du milliard de dollars pour la quatrième année consécutive. La croissance interne des entreprises de services publics est attribuable aux programmes de dépenses en immobilisations visant FortisAlberta, FortisBC Electric et les sociétés FortisBC Energy. Le total de l'actif de FortisAlberta, de FortisBC Electric et des sociétés FortisBC Energy a crû respectivement de quelque 42 %, 41 % et 10 % au cours des trois derniers exercices. Dans le cas de FortisBC Electric, une tranche de la croissance du total de l'actif avait trait à la comptabilisation de certains contrats de location-acquisition au moment du passage aux PCGR des États-Unis. La croissance interne des entreprises non réglementées a été soutenue par les dépenses d'environ 436 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 augmenté ses investissements dans les services publics réglementés au Canada et dans les Caraïbes au moyen de l'acquisition des actifs de distribution d'électricité à Port Colborne en avril 2012 en contrepartie de 7 millions de dollars et au moyen de l'acquisition de TCU en août 2012 en contrepartie de 8 millions de dollars, y compris la dette prise en charge. FortisOntario a levé son option visant l'acquisition de la totalité des actifs auparavant loués par la société aux termes d'un contrat de location-exploitation conclu avec la ville de Port Colborne, ce qui lui confère le titre de propriété à l'égard de la totalité des actifs qui composent le réseau de distribution d'électricité à Port Colborne. TCU est une entreprise de services publics réglementés de l'électricité qui sert plus de 2 000 clients résidentiels et commerciaux à Grand Turk et à Salt Cay. 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. Pour plus de renseignements, se reporter à la rubrique « Actifs expropriés », à l'article 3.3 de la présente notice annuelle de 2012.

### **2.2 Acquisition imminente**

En février 2012, Fortis a annoncé avoir conclu une entente portant sur l'acquisition de CH Energy Group pour 65,00 \$ US l'action ordinaire au comptant, soit un prix d'acquisition global d'environ 1,5 milliard de dollars américains, y compris la prise en charge d'une dette d'environ 500 millions de dollars américains à la conclusion. 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 75 000 consommateurs de gaz naturel dans huit comtés de la partie centrale de la vallée de l'Hudson River dans l'État de New York. La transaction a reçu l'approbation des actionnaires de CH Energy Group en juin 2012 et l'approbation réglementaire de la FERC et du Committee on Foreign Investment in the United States en juillet 2012. En outre, la période d'attente en vertu de la loi *Hart-Scott-Rodino Antitrust Improvements Act of 1976* a pris fin en octobre 2012, ce qui remplit une autre des exigences applicables à la conclusion de la transaction.

L'approbation de la NYSPSC relative à l'acquisition par la société de CH Energy Group représente le dernier jalon réglementaire d'importance requis pour conclure la transaction. La conclusion de la transaction est maintenant attendue pour le deuxième trimestre de 2013. La transaction devrait contribuer au bénéfice par action ordinaire de Fortis pour le premier exercice complet de propriété de CH Energy Group, à l'exclusion des charges liées à l'acquisition. Un accord de règlement entre Fortis, CH Energy Group, le personnel de la NYSPSC, les intervenants inscrits et d'autres parties a été déposé auprès de la NYSPSC au mois de janvier 2013. Cet accord de règlement prévoit près de 50 millions de dollars pour financer différents avantages pour les clients et les collectivités, notamment : (i) 35 millions de dollars pour couvrir les dépenses qui seraient normalement recouvrées à même les tarifs imposés à la clientèle, par exemple, les frais de remise en état liés aux tempêtes; (ii) des économies garanties pour les clients de l'ordre de plus de 9 millions de dollars sur cinq ans découlant de l'élimination des coûts engagés par Central Hudson maintenant qu'elle est une société ouverte; et (iii) l'établissement d'un fonds de soutien de 5 millions de dollars destiné au développement économique et aux programmes d'aide pour les personnes à faible revenu de la partie centrale de la vallée de l'Hudson River. Un autre avantage prévu pour les clients par l'accord de règlement est un gel des tarifs de livraison d'électricité et de gaz naturel jusqu'au 1<sup>er</sup> juillet 2014. L'accord de règlement contient aussi des mesures de protection pour les clients, comme la poursuite des activités de Central Hudson en tant qu'entreprise autonome de services publics. Les parties à l'accord de règlement ont conclu que, en vertu des modalités de l'accord, l'acquisition est dans l'intérêt du public, et elles ont recommandé son approbation par le NYSPSC.

### **2.3 Perspectives**

Au cours de la période de cinq exercices allant de 2013 à 2017, les dépenses en immobilisations brutes, y compris les dépenses de Central Hudson, devraient s'établir à environ 6 milliards de dollars. Le programme de dépenses en immobilisations de Central Hudson au cours des cinq prochains exercices devrait s'établir en moyenne à plus de 125 millions de dollars par année. La répartition approximative des dépenses en immobilisations devant être engagée est la suivante : 55 % de ces dépenses devraient être engagées par les services publics réglementés d'électricité au Canada, en particulier par FortisAlberta; 19 % par les services publics réglementés de gaz au Canada; 11 % par Central Hudson; 4 % par les services publics réglementés de l'électricité dans les Caraïbes; et la tranche restante de 11 % 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 : 36 % pour répondre à la croissance de la clientèle; 41 % aux fins des dépenses en immobilisations de maintien; et 23 % pour les installations, l'équipement, les véhicules, la technologie de l'information et d'autres actifs.

Le programme de dépenses en immobilisations de la société soutiendra la croissance continue du bénéfice et des dividendes. Grâce aux investissements dans les immobilisations, la base tarifaire de mi-exercice réglementée consolidée de la société, y compris les investissements supplémentaires dans la base tarifaire effectués par Central Hudson, et les investissements dans l'Expansion Waneta non réglementée devraient augmenter à un taux de croissance annuelle composé cumulé d'environ 6 % jusqu'en 2017.

Les dépenses en immobilisations consolidées brutes pour 2013 devraient atteindre quelque 1,3 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.

<b>Dépenses en immobilisations brutes consolidées prévues<sup>(1)</sup></b>	
<b>Exercice se terminant le 31 décembre 2013</b>	
	<i>(en millions de dollars)</i>
Sociétés FortisBC Energy	229
FortisAlberta	437
FortisBC Electric	133
Newfoundland Power	86
Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	54
Services publics d'électricité réglementés dans les Caraïbes	49
Services non réglementés – Fortis Generation	229
Fortis Properties et autres <sup>(2)</sup>	113
<b>Total</b>	<b>1 330</b>

<sup>1)</sup> Concerne les paiements au comptant prévus visant l'acquisition ou la construction d'immobilisations de services publics, de biens productifs et d'actifs incorporels, comme il serait présenté dans l'état consolidé des flux de trésorerie. Exclut la composante capitalisée prévue des amortissements et la composante capitalisée prévue des capitaux propres sans incidence sur la trésorerie de la provision pour fonds utilisés pendant la construction.

<sup>2)</sup> Inclut les dépenses en immobilisations prévues d'environ 70 millions de dollars à Fortis Properties et d'environ 43 millions de dollars à FAES, qui est incluse dans le secteur Siège social et autres.

Les filiales de la société prévoient avoir accès selon des modalités raisonnables à du capital à long terme en 2013 pour financer leurs programmes de dépenses en immobilisations.

La base tarifaire de mi-exercice de 2013 prévue à l'égard des quatre grandes entreprises de services publics réglementés de la société au Canada est indiquée dans le tableau suivant.

<b>Base tarifaire de mi-exercice prévue</b>	
(en milliards de dollars)	<b>2013</b>
Sociétés FortisBC Energy	3,7
FortisAlberta	2,3
FortisBC Electric	1,2
Newfoundland Power	0,9

La base tarifaire de mi-exercice de Central Hudson pour 2013 devrait s'établir à près de 1 milliard de dollars.

L'approbation de la NYSPSC à l'égard de l'acquisition de CH Energy Group par la société constitue le dernier jalon réglementaire important requis pour la clôture de l'opération. On prévoit que la clôture de l'opération aura lieu au deuxième trimestre de 2013. Grâce à l'acquisition de CH Energy Group, la base tarifaire réglementée de mi-exercice de la société atteindra d'environ 10 milliards de dollars.

Fortis se concentre sur la clôture de l'acquisition de CH Energy Group. Fortis conserve également une démarche disciplinée et patiente dans sa recherche d'autres acquisitions d'entreprises de services publics aux États-Unis et au Canada qui ajouteront une valeur pour les actionnaires de Fortis. Fortis recherche aussi des occasions de croissance dans les activités non réglementées pour soutenir la stratégie de croissance de ses services publics réglementés.

### **3.0 DESCRIPTION DES ACTIVITÉS**

Fortis est principalement une société de portefeuille internationale de services publics de distribution. 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 les actifs de production non réglementés d'une part, et des immeubles de bureaux et de commerces de détail et des hôtels d'autre part, 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 de manière autonome 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 d'électricité au Canada, (iii) services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes, (iv) services non réglementés – Fortis Generation, (v) services non réglementés – Fortis Properties, et (vi) 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 FEI, FEVI et FEWI.

FEI est le plus important distributeur de gaz naturel en Colombie-Britannique, servant environ 841 000 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 plus de 101 000 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 47 000 kilomètres et ont répondu à une demande quotidienne de pointe de 1 336 TJ en 2012.

#### Marché et ventes

Les volumes annuels de gaz naturel vendus aux clients par les sociétés FortisBC Energy ont diminué en 2012, passant de 203 PJ en 2011 à 199 PJ en 2012. Les produits ont baissé à quelque 1 426 millions de dollars en 2012, comparativement à 1 566 millions de dollars en 2011. Cette baisse des produits était principalement attribuable à la diminution du coût du gaz naturel facturé aux clients.

Le tableau suivant présente la composition des produits et des volumes de gaz naturel par catégorie de clients des sociétés FortisBC Energy pour 2012 et 2011.

<b>Sociétés FortisBC Energy</b>				
<b>Produits et volumes de gaz par catégorie d'abonné</b>				
	<b>Produits (%)</b>		<b>Volumes en PJ (%)</b>	
	<b>2012</b>	2011	<b>2012</b>	2011
Résidentiel	<b>55,7</b>	56,7	<b>36,7</b>	38,9
Commercial	<b>27,3</b>	28,9	<b>23,6</b>	24,1
Industriel	<b>6,7</b>	6,0	<b>3,0</b>	3,0
	<b>89,7</b>	91,6	<b>63,3</b>	66,0
Transport	<b>6,0</b>	4,8	<b>36,2</b>	33,5
Autres <sup>(1)</sup>	<b>4,3</b>	3,6	<b>0,5</b>	0,5
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	100,0	<b>100,0</b>	100,0

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

### ***Conventions de service de transport***

En 2007, la BCUC a approuvé une CST à long terme et des conventions connexes entre FEVI et BC Hydro, aux termes desquelles FEVI fournit un service de transport ferme et interruptible destiné au projet de cogénération Island à Elk Falls, sur l'île de Vancouver. La durée initiale de la CST débute le 1<sup>er</sup> janvier 2008 et se termine le 12 avril 2022. Les tarifs du services ferme et interruptible sont établis par la BCUC à l'occasion. La demande contractuelle initiale de 45 TJ par jour peut être modifiée par BC Hydro pour la réduire à un minimum de 40 TJ par jour ou la porter à un maximum de 50 TJ par jour moyennant un avis de 12 mois. En date du 1<sup>e</sup> novembre 2012, BC Hydro a réduit sa demande contractuelle, la faisant passer de 45 TJ à 40 TJ par jour.

Aux termes de la CST, BC Hydro peut choisir de résilier la CST à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2015 en donnant un avis de deux ans. En outre, BC Hydro peut réduire la demande contractuelle ou résilier la CST si FEVI donne un avis de son intention de construire des installations d'agrandissement qui auraient un effet sur les tarifs de transport payables par BC Hydro. Si BC Hydro choisit de résilier la CST, elle peut être tenue, aux termes de la CST, de payer à FEVI un versement de résiliation qui reviendrait à dédommager FEVI à l'égard des besoins en revenus supplémentaires liés aux installations d'agrandissement construites par FEVI après le 1<sup>er</sup> janvier 2008, mais avant l'avis de résiliation de BC Hydro.

### ***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 choisi 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 114 PJ de charge minimum et saisonnière, desquels 102 PJ proviennent du nord-est de la Colombie-Britannique et sont acheminés vers le réseau de FEI au sein du réseau de pipeline de Spectra Energy sur la côte ouest et environ 12 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.

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. 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 quelques contrats d'une durée d'une année et plus.

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 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 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 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) éliminer les risques de pénurie de l'approvisionnement durant les températures plus froides et en période de débit de pointe;
- iii) gérer 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 dont FEVI est propriétaire à Mount Hayes offrent à FEI une capacité de stockage supplémentaire de 1,4 PJ et une capacité de livraison de 0,14 PJ par jour qui peut être utilisée pour des retraits de stockage. 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 obtient également une capacité de stockage 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 FEWI.

FEVI possède une capacité de stockage totalisant 3 PJ, qui comprend une capacité hors réseau obtenue aux termes de contrats conclus avec des tiers et une capacité en réseau qui provient de l'installation de stockage relative au GNL de Mount Hayes. 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***

FEI conclut 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 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, FEI peut 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 2012, les revenus nets totaux se sont établis à 28 millions de dollars par suite des activités de rationalisation de FEI, et FEI a gagné un versement incitatif d'environ 1 million de dollars à cet égard. Les économies restantes seront transmises aux clients par le truchement des tarifs.

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 et prend effet pour une période de deux ans allant du 1<sup>er</sup> novembre 2011 au 31 octobre 2013.

### ***Plan de gestion du risque lié aux prix***

Par le passé, FEI et FEVI ont exercé des activités de couverture pour atténuer leur exposition aux fluctuations du prix du gaz naturel par le recours à des instruments dérivés, conformément au PGRP approuvé par la BCUC. La stratégie de couverture 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 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.

Après la décision de la BCUC ordonnant à FEI de suspendre ses activités de couverture, FEVI a retiré sa demande visant l'instauration d'une stratégie de couverture. 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 la 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 76 000 clients commerciaux admissibles au 31 décembre 2012, environ 9 900 participaient au programme et achetaient leur approvisionnement auprès d'autres fournisseurs. Des quelque 760 000 clients résidentiels admissibles, 55 000 clients participaient à ce programme au 31 décembre 2012.

### **Litiges**

Au cours des exercices 2007 et 2008, une filiale non réglementée de FHI a reçu des avis de cotisation de l'Agence du revenu du Canada à l'égard d'impôts additionnels pour les années d'imposition 1999 à 2003. L'exposition au risque a été pleinement couverte dans les états financiers consolidés audités pour 2012 de la société. FHI a porté en appel les avis de cotisation.

En 2009, FHI a été désignée à titre de défendeur dans une action en dommages-intérêts, comme l'ont également été d'autres défendeurs, relativement à l'endommagement, dans le contexte de la rupture d'un pipeline pétrolier dont Kinder Morgan Inc. est propriétaire et exploitante en juillet 2007, de biens meubles et autres, y compris la contamination de canalisations d'égouts, et aux coûts afférents liés à la remise en état. FHI a déposé un plaidoyer de défense. Pendant le deuxième trimestre de 2010, FHI a été mise en cause en tant que tiers dans toutes les poursuites connexes. FHI a été avisée que tous ces dossiers étaient maintenant réglés, et que l'action a été rejetée sur consentement.

### **Ressources humaines**

Au 31 décembre 2012, les sociétés FortisBC Energy employaient 1 681 personnes en équivalent temps plein. À peu près 72 % des membres du personnel sont représentés par la section locale 213 de la FIOE et par la section locale 378 du SEPB aux termes de conventions collectives.

La FIOE, section locale 213, représente les membres du personnel affecté à divers postes dans les secteurs du transport et de la distribution. Une nouvelle 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 les sociétés FortisBC Energy 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.

## **3.2 Services publics réglementés d'électricité au Canada**

### **3.2.1 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. FortisAlberta 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 116 000 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 508 000 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 2 652 MW en 2012.

### **Marché et ventes**

Les livraisons annuelles d'électricité de FortisAlberta se sont accrues, atteignant 16 799 GWh en 2012, comparativement à 16 367 GWh en 2011. Les produits ont atteint 448 millions de dollars en 2012 par rapport à 408 millions de dollars en 2011.

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 2012 et 2011.

<b>FortisAlberta</b>				
<b>Produits et livraisons d'électricité selon les catégories de clients</b>				
	<b>Produits (%)</b>		<b>Livraisons en GWh<sup>(1)</sup> (%)</b>	
	<b>2012</b>	2011	<b>2012</b>	2011
Résidentiel	<b>30,5</b>	31,2	<b>16,7</b>	17,0
Commerces, industries et champ pétrolier de grande envergure	<b>20,9</b>	20,9	<b>61,9</b>	61,0
Installations agricoles	<b>12,5</b>	13,1	<b>7,5</b>	7,9
Petits commerces	<b>11,0</b>	11,2	<b>7,8</b>	7,9
Petites entreprises exploitant des champs pétroliers	<b>8,8</b>	9,0	<b>5,7</b>	5,8
Autres <sup>(2)</sup>	<b>16,3</b>	14,6	<b>0,4</b>	0,4
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	100,0	<b>100,0</b>	100,0

<sup>1)</sup> Les pourcentages en GWh présentés excluent les livraisons de FortisAlberta en GWh aux clients reliés au réseau de transport. Ces livraisons ont été de 7 195 GWh en 2012 et de 7 100 GWh en 2011 et consistaient principalement en des livraisons d'énergie faites à des clients industriels de grande envergure qui sont directement reliés au réseau de transport.

<sup>2)</sup> 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**

Les clients que sert FortisAlberta résident dans diverses municipalités disséminées dans ses territoires de desserte. 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 141 municipalités au sein de son territoire de desserte. Au quatrième trimestre de 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. En 2013, FortisAlberta commencera à appliquer cette nouvelle convention à l'ensemble des 141 municipalités.

### ***Ressources humaines***

Au 31 décembre 2012, FortisAlberta avait 1 107 travailleurs en équivalent temps plein. Environ 75 % des membres du personnel de la société sont membres d'un syndicat représenté par la section locale 200 de la United Utility Workers' Association, aux termes d'une convention collective d'une durée de trois ans expirant le 31 décembre 2013.

### ***3.2.2 FortisBC Electric***

FortisBC Electric comprend FortisBC Inc., société de services publics d'électricité réglementés 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. FortisBC Inc. sert une combinaison diversifiée d'environ 163 000 clients, dont quelque 113 900 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 2012, FortisBC Inc. a répondu à une demande de pointe de 737 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 7 000 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, de la centrale hydroélectrique Arrow Lakes de 185 MW appartenant à CPC/CBT et du réseau de distribution appartenant à la Ville de Kelowna.

### ***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 totales d'électricité pour 2012 étaient de 3 143 GWh, soit des ventes similaires à celles de 2011. Les produits ont augmenté, passant de 296 millions de dollars en 2011 à 306 millions de dollars en 2012.

Le tableau suivant présente la composition des produits et des ventes d'électricité de FortisBC Electric selon les catégories de clients pour les exercices 2012 et 2011.

<b>FortisBC Electric</b>				
<b>Produits et ventes d'électricité selon les catégories de clients</b>				
	<b>Produits (%)</b>		<b>Ventes en GWh (%)</b>	
	<b>2012</b>	2011	<b>2012</b>	2011
Résidentiel	<b>43,9</b>	43,7	<b>38,8</b>	40,1
Commercial	<b>21,1</b>	22,8	<b>23,2</b>	22,4
Ventes en gros	<b>20,3</b>	19,7	<b>28,7</b>	28,5
Industriel	<b>7,1</b>	7,4	<b>9,3</b>	9,0
Autres <sup>(1)</sup>	<b>7,6</b>	6,4	-	-
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	100,0	<b>100,0</b>	100,0

<sup>1)</sup> 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 Inc. comble les besoins d'approvisionnement en électricité de ses clients par une combinaison de sa propre production et de contrats d'achat d'électricité. FortisBC Inc. 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 Inc. comble le reste de ses besoins au moyen d'un portefeuille de CAE à long et à court termes. Depuis 1998, 11 des 15 groupes turbines-alternateurs des centrales hydroélectriques de FortisBC ont fait l'objet d'un programme comportant la prolongation de leur durée de vie et leur mise à niveau, qui a été achevé pour l'essentiel en 2011.

Les quatre centrales de production hydroélectrique de FortisBC Inc. 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.

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

BPC, BEPC, Teck Metals et FortisBC Inc. 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 Inc. 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 Inc. peut réaliser dans

le cadre de la CCC. La CCC n'a aucune incidence sur la propriété des biens de production matériels par FortisBC Inc. 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 1<sup>er</sup> décembre 2030.

La plus grande partie du reste de l'approvisionnement en électricité de FortisBC Inc. 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 2013 (le « CAE BC Hydro »);
- iii. une entente sur la capacité et l'achat d'électricité conclue avec Brilliant Corporation 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;
- v. les achats sur le marché au comptant et les achats de capacité contractuelle; et
- vi. 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 engagés avec prudence aux termes de ceux-ci sont transmis aux abonnés dans les tarifs d'électricité de FortisBC Inc.

#### *CAE Brilliant*

En vertu du CAE Brilliant, FortisBC Inc. 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 Inc. n'achète pas les quelque 60 000 MWh du débit réglementé majoré auquel elle a droit. Toutefois, FortisBC Inc. a récemment 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 Inc. à payer l'admissibilité de la centrale hydroélectrique Brilliant, peu importe si FortisBC Inc. en prend réellement livraison. FortisBC Inc. 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 Inc. 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 Inc. Le CAE Brilliant a comblé environ 27 % des besoins énergétiques de FortisBC Inc. en 2012.

#### *CAE BC Hydro*

FortisBC Inc. 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 environ 12 % des besoins énergétiques de FortisBC Inc. en 2012. La société et BC Hydro conduisent actuellement des négociations au sujet de la reconduction ou du remplacement du contrat pour une durée supplémentaire de 20 ans.

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

En novembre 2012, FortisBC Inc. 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 Brilliant Corporation. L'entente a été acceptée par la BCUC en décembre 2012. Cette entente permet à FortisBC Inc. 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 devrait fournir 2 % des besoins en énergie de FortisBC Inc. en 2013.

#### *Achats auprès des producteurs indépendants*

FortisBC Inc. 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 2012. La BCUC a accepté la plupart de ces contrats.

### *Achats sur le marché au comptant et achats de capacité contractuelle*

En 2012, FortisBC Inc. a conclu diverses ententes d'achat de capacité et d'énergie sur le marché pour combler ses besoins énergétiques de pointe. 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.

### *ECEW*

En novembre 2011, FortisBC Inc. a conclu la ECEW. Le libellé du projet de la ECEW a initialement été accepté aux fins d'un dépôt par la BCUC en septembre 2010 et permet à FortisBC Inc. d'effectuer un achat de capacité sur une période de 40 ans à compter de l'achèvement de l'agrandissement de Waneta qui est prévu pour le printemps 2015. La version signée de la ECEW a été soumise à la BCUC en novembre 2011. En mai 2012, la BCUC a établi que la version signée de la ECEW était dans l'intérêt public et qu'une instance n'était pas nécessaire. 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 Inc. pendant 40 ans aux termes de la ECEW. Le montant total que FortisBC Inc. devra payer au partenariat Waneta sur la durée de la ECEW est évalué à quelque 2,9 milliards de dollars. L'entente a été acceptée aux fins de dépôt à titre de contrat d'approvisionnement en énergie, et la BCUC a donné pour directives à FortisBC Inc. d'élaborer une proposition de nivellement des tarifs dans le cadre d'un mémoire distinct ou dans le cadre de la prochaine demande liée au besoin en revenus de FortisBC Inc. Pour de plus amples renseignements, se reporter à l'article 3.4 de la présente notice annuelle de 2012.

### **Litiges**

#### **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 et a signifié une assignation et demande introductive d'instance datées du 2 août 2005 à l'endroit de FortisBC Inc.. Le gouvernement de Colombie-Britannique a maintenant 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. De plus, des propriétaires de terrains privés ont produit des assignations et demandes introductives d'instance distinctes datées du 19 août 2005 et du 22 août 2005, ces réclamations étant maintenant réglées. FortisBC Inc. 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 2012 de la société.

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 Inc., 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 Inc. n'a reçu aucune signification à cet égard, mais elle 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 2012 de la société.

### **Ressources humaines**

En date du 31 décembre 2012, FortisBC Inc. employait 542 personnes équivalent temps plein. Les salariés syndiqués de FortisBC Inc. sont représentés par la FIOE, section locale 213. et le SEPB, section locale 378. La convention collective conclue entre la société et la FIOE a expiré

le 31 janvier 2013. La FIEO représente les salariés dans certains emplois du secteur de la production, du transport et de la distribution.

Deux conventions collectives ont été conclues entre la société et le SEPB. La première est une nouvelle convention visant des postes désignés dans les secteurs de l'administration et du soutien à l'exploitation qui est entrée en vigueur le 2 novembre 2012 et qui prend fin le 31 décembre 2013. La seconde convention collective conclue avec le SEPB à l'égard du personnel affecté au service à la clientèle expire le 31 mars 2014.

### 3.2.3 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 plus de 251 000 clients ou 87 % des consommateurs d'électricité de cette province dans environ 600 collectivités. Newfoundland Power a répondu à une demande de pointe de 1 241 MW en 2012. Le reste de la population est servi par l'autre entreprise de services publics d'électricité de Terre-Neuve, 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 11 400 kilomètres.

#### Marché et ventes

Les ventes annuelles d'électricité ont augmenté, passant de 5 553 GWh en 2011 à 5 652 GWh en 2012. Les produits ont augmenté, passant de 573 millions de dollars en 2011 à 581 millions de dollars en 2012.

Le tableau suivant présente la composition des produits et des ventes d'électricité de Newfoundland Power selon les catégories de clients pour les exercices 2012 et 2011.

<b>Newfoundland Power</b>				
<b>Produits et ventes d'électricité selon les catégories de clients</b>				
	<b>Produits<sup>(1)</sup></b>		<b>Ventes en GWh<sup>(1)</sup></b>	
	<b>(%)</b>		<b>(%)</b>	
	<b>2012</b>	2011	<b>2012</b>	2011
Résidentiel	<b>60,1</b>	60,4	<b>60,9</b>	61,3
Secteur commercial	<b>36,2</b>	36,0	<b>39,1</b>	38,7
Autres <sup>(2)</sup>	<b>3,7</b>	3,6	-	-
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	100,0	<b>100,0</b>	100,0

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

<sup>2)</sup> 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.

Newfoundland Power exploite 29 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 7 MW et 37 MW, respectivement.

## **Litiges**

La Ville de St. John's a donné un avis officiel de son intention de mettre fin aux droits de Newfoundland Power d'utiliser le bassin hydrologique de la rivière Mobile pour la production d'électricité. La date de prise d'effet de l'avis de résiliation du bail est le 1<sup>er</sup> mars 2009. La société détenait ces droits aux termes d'un bail daté du 23 novembre 1946, qui avait été modifié par une entente datée du 21 octobre 1949. Les deux centrales hydroélectriques touchées par le bail ont une capacité combinée d'environ 12 MW et donnent une production annuelle de 49 GWh, soit moins de 1 % des besoins totaux en énergie de la société. Pour exercer la disposition de résiliation du bail, la Ville de St. John's doit payer à la société la valeur de tous les travaux et constructions utilisés dans la production et le transport d'électricité à l'aide de l'eau du bassin hydrologique de la rivière Mobile. Conformément aux modalités du bail, un groupe d'arbitrage a été constitué en 2008 dans le but d'établir la valeur des actifs visés. En mars 2009, le groupe d'arbitrage a rendu une décision à l'égard de certaines questions préliminaires. Les membres du groupe ont conclu en majorité que la résiliation du bail ne prendra effet que lorsque la société aura touché le paiement de la valeur des actifs, étant entendu que la valeur du paiement devra reposer sur l'évaluation des actifs sur la base de la continuité de l'entreprise, notamment les droits fonciers et d'utilisation de l'eau.

La Ville de St. John's s'est adressée à la Cour suprême de Terre-Neuve-et-Labrador pour faire écarter la décision provisoire du groupe d'arbitrage. En novembre 2010, la Cour suprême a rendu une décision rejetant la demande de la ville. En décembre 2010, la Ville de St. John's a interjeté appel de la décision de la Cour suprême devant la Cour d'appel de Terre-Neuve-et-Labrador. En mars 2013, la Cour d'appel a donné droit à l'appel de la ville, a annulé la décision provisoire du groupe d'arbitrage et a établi que les actifs devant être évalués aux termes du bail se limitaient aux ouvrages matériels et aux constructions, à l'exclusion des droits fonciers et d'utilisation de l'eau. Newfoundland Power est à évaluer les options qui s'offrent à elle à l'égard de la décision de la Cour d'appel.

## **Ressources humaines**

Au 31 décembre 2012, Newfoundland Power avait 653 travailleurs en équivalent temps plein, dont environ 56 % étaient membres d'unités de négociation représentées par la section locale 1620 de la FIOE.

La société a deux conventions collectives régissant ses employés syndiqués représentés par la section locale 1620 de 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.

### **3.2.4 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 76 000 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 230 MW en 2012. Maritime Electric est propriétaire et exploitante de lignes de transport et de distribution sur quelque 5 500 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 64 000 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. En avril 2012, FortisOntario a exercé son option afin d'acheter la totalité des actifs que la société louait antérieurement aux termes d'un contrat de location-exploitation conclu avec la Ville de Port Colborne en contrepartie d'un prix d'achat prévu par l'option d'environ 7 millions de dollars. Par suite de l'exercice de cette option d'achat, qui est admissible à titre de regroupement d'entreprises, FortisOntario obtient la propriété et le titre juridique à l'égard de tous les actifs, notamment de l'équipement, des immeubles et des actifs de distribution, qui constituent le réseau de distribution d'électricité à Port Colborne. 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 253 MW en 2012. 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 2012 se sont élevées à 2 381 GWh, comparativement à 2 366 GWh en 2011. Les produits se sont élevés à 353 millions de dollars en 2012, comparativement à 339 millions de dollars en 2011.

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 2012 et 2011.

<b>Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada</b>				
<b>Produits et ventes d'électricité selon les catégories de clients</b>				
	<b>Produits (%)</b>		<b>Ventes en GWh (%)</b>	
	<b>2012</b>	2011	<b>2012</b>	2011
Résidentiel	<b>43,6</b>	43,4	<b>43,1</b>	43,2
Secteurs commercial et industriel	<b>52,2</b>	52,3	<b>56,6</b>	56,2
Autres <sup>(1)</sup>	<b>4,2</b>	4,3	<b>0,3</b>	0,6
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	100,0	<b>100,0</b>	100,0

<sup>1)</sup> 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 2012. 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<sup>er</sup> 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.

En novembre 2010, Maritime Electric a conclu l'Accord énergétique de l'Î.-P.-É. avec le gouvernement de l'Î.-P.-É. Cette entente couvre la période du 1<sup>er</sup> mars 2011 au 29 février 2016. Aux termes de

l'accord énergétique de l'Î.-P.-É., les frais d'électricité pour un client type ont été abaissés d'environ 14 % en date du 1<sup>er</sup> mars 2011, et les tarifs d'électricité ont été gelés jusqu'au 28 février 2013. La loi intitulée *Accord Continuation Act*, qui a été promulguée en décembre 2012, établit les données, les taux et autres modalités pour le maintien de l'Accord énergétique de l'Î.-P.-É. pour une période additionnelle de trois ans, allant du 1<sup>er</sup> mars 2013 au 29 février 2016. Pour la période de trois ans, les coûts de l'électricité pour les clients résidentiels types augmentent de 2,2 % annuellement, et le RCP autorisé de Maritime Electric a été plafonné à 9,75 % pour chaque année. En vertu de l'*Accord Continuation Act* et de l'Accord énergétique de l'Î.-P.-É., le gouvernement de l'Î.-P.-É. a assumé, à compter du 1<sup>er</sup> mars 2011, la responsabilité du coût différentiel de l'énergie de remplacement et des coûts mensuels d'exploitation et de maintenance liés à la remise en état de Point Lepreau, qui a pris fin à l'automne 2012.

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 2012, environ 15 % 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 94 % de l'énergie dont elle a besoin pour Gananoque au moyen d'achats mensuels auprès de Hydro One, et les quelque 6 % restants au moyen d'achats, grâce à l'initiative visant les contrats d'hydroélectricité, auprès des cinq centrales hydroélectriques de Fortis Generation East Partnership, à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2012. Avant le 1<sup>er</sup> juillet 2012, les cinq centrales hydroélectriques appartenaient à Fortis Properties. 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 2012, Maritime Electric employait 178 personnes en équivalent temps plein, desquelles à peu près 70 % étaient représentées par la section locale 1432 de la FIOE. La convention actuelle expire le 31 décembre 2013.

Au 31 décembre 2012, FortisOntario employait 196 personnes en équivalent temps plein, dont environ 59 % étaient représentées par la section locale 1371 du SCFP à Cornwall, la section locale 636 de la FIOE dans la région de Niagara, la section locale 636 de la FIOE à Gananoque et le Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique, affilié au SCFP en tant que section locale 1000 du 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, 31 juillet 2016 et 31 décembre 2016.

### **3.3 Services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes**

Les services publics d'électricité réglementés 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 96 MW en 2012. Caribbean Utilities est propriétaire et exploitante de lignes de transport et de distribution sur quelque 705 kilomètres et d'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 2011). Caribbean Utilities est une société ouverte cotée à la Bourse TSX (TSX:CUP.U).

Fortis Turks and Caicos est composée de FortisTCI, d'Atlantic Equipment & Power (Turks and Caicos) Ltd. et de TCU, qui sont des filiales en propriété exclusive indirecte de Fortis. En août 2012, FortisTCI a fait l'acquisition de TCU en contrepartie d'un prix d'achat global d'environ 13 millions de dollars (13 millions de dollars américains), compte tenu de la dette prise en charge de 5 millions de dollars (5 millions de dollars américains).

Les entreprises de service public de Fortis Turks and Caicos sont des entreprises intégrées de services publics d'électricité qui servent globalement environ 12 000 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 35 MW en 2012. Fortis Turks and Caicos est propriétaire et exploitante de lignes de transport et de distribution sur quelque 600 kilomètres. Fortis Turks and Caicos est le principal distributeur d'électricité des îles Turques et Caïques, conformément à des permis d'une durée de 50 ans qui expirent en 2036 et en 2037.

### **Marché et ventes**

Les ventes annuelles d'électricité se sont établies à 728 GWh en 2012, comparativement à 918 GWh en 2011. Les produits ont été de 273 millions de dollars en 2012, comparativement à 305 millions de dollars en 2011. La diminution des ventes annuelles d'électricité et des produits était en grande partie attribuable à l'expropriation de Belize Electricity par le gouvernement du Belize en juin 2011 et à la perte de contrôle résultante qui a mené à l'abandon de la méthode de consolidation à l'égard de cette entreprise à compter du 20 juin 2011. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique « Actifs expropriés » ci-après.

Le tableau suivant présente la composition des produits et des ventes d'électricité des services publics d'électricité réglementés aux Caraïbes selon les catégories de clients pour les exercices 2012 et 2011.

<b>Services publics d'électricité réglementés aux Caraïbes<sup>(1)</sup></b>				
<b>Produits et ventes d'électricité selon les catégories de clients</b>				
	<b>Produits (%)</b>		<b>Ventes en GWh (%)</b>	
	<b>2012</b>	2011	<b>2012</b>	2011
Résidentiel	<b>44,7</b>	46,6	<b>42,4</b>	45,5
Secteurs commercial et industriel	<b>54,2</b>	52,5	<b>57,6</b>	54,5
Autres <sup>(2)</sup>	<b>1,1</b>	0,9	-	-
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	100,0	<b>100,0</b>	100,0

<sup>1)</sup> Y compris Caribbean Utilities, Fortis Turks and Caicos et, jusqu'au 20 juin 2011, Belize Electricity.

<sup>2)</sup> 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.

Caribbean Utilities a conclu en 2012 des contrats d'approvisionnement en combustible principal et secondaire qui comportent des options de renouvellement en 2014. 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 combinée 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.

### ***Expropriation des actions détenues dans Belize Electricity***

Le 20 juin 2011, le gouvernement du Belize a adopté des dispositions législatives menant à l'expropriation de l'investissement de la société dans Belize Electricity. N'exerçant plus de contrôle des activités de Belize Electricity, la société a cessé de comptabiliser les résultats de cette entreprise de services publics selon la méthode de la consolidation, avec prise d'effet le 20 juin 2011. La société a classé la valeur comptable de son investissement exproprié dans Belize Electricity comme autre actif à long terme au bilan consolidé.

En octobre 2011, Fortis a intenté une action devant la Cour suprême du Belize afin de contester l'expropriation par le gouvernement du Belize de l'investissement de la société dans Belize Electricity. Fortis a commandé une évaluation indépendante de son investissement exproprié et a soumis sa demande de dédommagement au gouvernement du Belize en novembre 2011. La valeur comptable de l'autre actif à long terme était inférieure à la juste valeur à la date de l'expropriation selon l'évaluation commandée par la société. De son côté, le gouvernement du Belize a commandé une évaluation de Belize Electricity et a communiqué les résultats de cette évaluation dans sa réponse à la demande de dédommagement de la société. La juste valeur de Belize Electricity établie selon l'évaluation du gouvernement du Belize est bien inférieure tant à la juste valeur établie selon l'évaluation commandée par la société qu'à la valeur comptable de l'autre actif à long terme. Bien que Fortis et les représentants et les conseillers indépendants du gouvernement du Belize aient discuté en 2012 des différences entre les hypothèses utilisées pour les évaluations de la juste valeur, aucune discussion n'a porté sur le montant d'un quelconque dédommagement.

En juillet 2012, la Cour suprême du Belize a rejeté l'action que la société a intentée en octobre 2011. Également en juillet 2012, Fortis a déposé un appel à l'égard du jugement de première instance susmentionné devant la Cour d'appel du Belize. L'appel a été entendu en octobre 2012, et une décision doit être rendue. Une décision de la Cour d'appel du Belize peut être portée en appel devant la Cour de justice des Caraïbes, la plus haute cour d'appel compétente pour des questions judiciaires au Belize.

Fortis croit que son recours devant les cours du Belize est solide, et elle continuera de défendre avec vigueur la légalité de l'expropriation. Il existe toutefois une possibilité raisonnable que l'issue du litige en question soit défavorable à la société et que le montant du dédommagement qui sera versé à Fortis soit inférieur à la valeur comptable de l'investissement exproprié dans Belize Electricity. Au 31 décembre 2012, la valeur comptable s'établissait à 104 millions de dollars, y compris les effets de change (106 millions de dollars au 31 décembre 2011). Si l'expropriation est jugée inconstitutionnelle, on ne peut déterminer à l'heure actuelle quelle serait la nature du redressement accordé à Fortis, par exemple (i) une ordonnance de restitution des actions à Fortis et(ou) l'attribution de dommages-intérêts ou (ii) une ordonnance de versement d'une indemnisation à Fortis pour l'expropriation inconstitutionnelle des actions. D'après les informations disponibles actuellement, l'autre actif à long terme n'est pas réputé avoir subi une dépréciation au 31 décembre 2012. Fortis continuera de le soumettre à un test de dépréciation à chaque période financière, en fonction de son évaluation de l'issue des procédures judiciaires et(ou) du règlement négocié d'un dédommagement, le cas échéant. En plus de poursuivre la contestation constitutionnelle de l'expropriation, Fortis envisage d'autres options pour obtenir un dédommagement équitable, notamment un dédommagement en vertu du traité bilatéral sur les investissements conclu entre le Belize et le Royaume-Uni. 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.

### ***Ressources humaines***

Au 31 décembre 2012, les services publics d'électricité réglementés aux Caraïbes employaient 341 personnes en équivalent temps plein. Les 190 membres du personnel de Caribbean Utilities et les 151 membres du personnel de Fortis Turks and Caicos ne sont pas syndiqués.

### 3.4 Activités non réglementées – Fortis Generation

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

<b>Fortis Generation</b>			
<b>Investissements de production non réglementés</b>			
<b>Emplacement</b>	<b>Centrales</b>	<b>Combustibles</b>	<b>Puissance (MW)</b>
Belize	3	hydroélectrique	51
Ontario	7	hydroélectrique, thermique	13
Centre de Terre-Neuve <sup>(1)</sup>	2	hydroélectrique	36
Colombie-Britannique <sup>(2)</sup>	1	hydroélectrique	16
Nord de l'État de New York	4	hydroélectrique	23
<b>Total</b>	<b>17</b>		<b>139</b>

<sup>1)</sup> Les deux centrales de Terre-Neuve qui appartenaient au partenariat Exploits ont fait l'objet d'une expropriation du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador en décembre 2008. La société a abandonné la méthode de consolidation pour la comptabilisation de son investissement dans le centre de Terre-Neuve le 12 février 2009.

<sup>2)</sup> 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 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. En date du 1<sup>er</sup> juillet 2012, le titre de propriété visant les six installations de production hydroélectrique situées dans l'est de l'Ontario a été transféré de Fortis Properties à Fortis Generation East Partnership, société de personnes à responsabilité limitée que Fortis détient directement. L'investissement dans le partenariat Exploits est détenu par Fortis Properties.

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.

Fortis Properties détient un investissement dans des actifs de production non réglementés dans le centre de Terre-Neuve qui sont détenus par l'entremise de la participation directe de 51 % de la société dans le partenariat Exploits. Le partenariat Exploits a permis la création et l'installation d'une capacité additionnelle de 36 MW dans deux centrales hydroélectriques d'Abitibi, dans le centre de Terre-Neuve. La production des installations de production est vendue à Newfoundland Hydro aux termes d'un CAE d'une durée de 30 ans qui expire en 2033. Avec prise d'effet en février 2009, la société a cessé de consolider les résultats de ces activités compte tenu des mesures d'expropriation prises par le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador à l'égard des actifs hydroélectriques et des droits d'utilisation de l'eau du partenariat Exploits. Se reporter à la rubrique « Actifs expropriés », ci-dessous.

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 aux termes d'un contrat qui arrive à échéance au quatrième trimestre de 2013. 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 non réglementé 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. La construction du projet progresse bien et respecte jusqu'à présent l'échéancier et le budget. Environ 436 millions de dollars au total ont été dépensés pour l'Expansion Waneta depuis le début de la construction à la fin de 2010, et des dépenses de 192 millions de dollars y ont été effectuées en 2012. Les principales activités de construction sur le site en 2012 comprenaient l'excavation de la prise d'eau, de la centrale et des galeries d'amenée. Des dépenses de l'ordre de 227 millions de dollars devaient être engagées en 2013. Les activités clés dans le cadre du projet pour 2013 comprennent l'achèvement de la charpente en acier de la centrale et de l'enveloppe du bâtiment; les travaux d'excavation du canal d'approche de la prise d'eau; la construction des structures de la prise d'eau et du canal de fuite; et l'enlèvement du tampon de roc. En outre, l'installation des composants intégrés fixes des turbines et des génératrices se poursuit. Pour de plus amples renseignements se reporter au paragraphe 3.2.2 de la présente notice annuelle de 2012.

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 306 GWh en 2012, comparativement à 389 GWh en 2011. Les produits se sont élevés à 31 millions de dollars en 2012, comparativement à 34 millions de dollars en 2011.

Le tableau suivant présente la composition des produits et des ventes d'énergie de Fortis Generation selon les emplacements pour les exercices 2012 et 2011.

<b>Fortis Generation</b>				
<b>Produits et ventes d'énergie selon les emplacements</b>				
	<b>Produits (%)</b>		<b>Ventes en GWh (%)</b>	
	<b>2012</b>	2011	<b>2012</b>	2011
Belize	<b>70,2</b>	65,8	<b>65,1</b>	60,2
Ontario	<b>13,0</b>	13,3	<b>12,9</b>	12,0
Centre de Terre-Neuve <sup>(1)</sup>	<b>4,5</b>	4,1	-	-
Colombie-Britannique	<b>6,8</b>	6,7	<b>11,4</b>	10,3
Nord de l'État de New York	<b>5,5</b>	10,1	<b>10,6</b>	17,5
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	100,0	<b>100,0</b>	100,0

<sup>1)</sup> Rend compte de l'abandon de la méthode de consolidation des résultats financiers dans le centre de Terre-Neuve le 12 février 2009.

### **Actifs expropriés**

En décembre 2008, le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a exproprié les actifs hydroélectriques et les droits d'utilisation de l'eau d'Abitibi à Terre-Neuve-et-Labrador, y compris ceux appartenant au partenariat Exploits. L'usine de papier journal située à Grand Falls-Windsor a été fermée le 12 février 2009, à la suite de quoi les activités quotidiennes des installations de production

électrique du partenariat Exploits ont été prises en charge par Nalcor Energy, une société d'État agissant comme mandataire du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador en ce qui concerne les questions d'expropriation. Le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a déclaré publiquement qu'il n'a pas l'intention de nuire aux intérêts commerciaux détenus par les prêteurs ou les associés indépendants d'Abitibi dans la province. La perte du contrôle exercé sur les flux de trésorerie et les activités a obligé Fortis à cesser de consolider les résultats du partenariat Exploits à compter du 12 février 2009. Des pourparlers concernant ces questions d'expropriation sont en cours entre Fortis Properties et Nalcor Energy.

### **Ressources humaines**

Au 31 décembre 2012, Fortis Generation employait 39 personnes en équivalent temps plein, dont aucune n'est visée par une convention collective.

### **3.5 Activités non réglementées – 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 non relié aux activités 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, d'une valeur de 47 millions de dollars. L'immeuble comprendra une superficie brute de 157 000 pieds carrés de locaux pour bureaux de catégorie A. La construction devrait être achevée vers la fin de 2013 ou au début de 2014.

Les produits se sont établis à 242 millions de dollars en 2012 comparativement à 231 millions de dollars en 2011. En 2012, Fortis Properties a tiré quelque 28 % de ses produits des activités immobilières et 72 %, de l'exploitation hôtelière. En 2012, Fortis Properties a dégagé environ 43 % de son bénéfice d'exploitation des activités immobilières et 57 % 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 2012, la division immobilière affichait un taux d'occupation de 91,9 % par rapport à 93,2 % à la fin de 2011. À titre de comparaison, le taux d'occupation national moyen s'établissait à 91,5 % à la fin de 2012, comparativement à 91,9 % à la fin de 2011.

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

<b>Fortis Properties</b>			
<b>Immeubles de bureaux et de commerces de détail</b>			
<b>Immeuble</b>	<b>Emplacement</b>	<b>Type d'immeuble</b>	<b>Superficie locative brute</b> <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	99
Fortis Building	St. John's (T.-N.-L.)	Bureaux	83
Multiple Office	St. John's (T.-N.-L.)	Bureaux et détail	75
Millbrook Mall	Corner Brook (T.-N.-L.)	Détail	118
Fraser Mall	Gander (T.-N.-L.)	Détail	99
Marystown Mall	Marystown (T.-N.-L.)	Détail	92
Fortis Tower	Corner Brook (T.-N.-L.)	Bureaux	69
Maritime Centre	Halifax (N.-É.)	Bureaux et détail	565
Brunswick Square	Saint John (N.-B.)	Bureaux et détail	511
Kings Place	Fredericton (N.-B.)	Bureaux et détail	291
Blue Cross Centre	Moncton (N.-B.)	Bureaux et détail	325
Delta Regina	Regina (Sask.)	Bureaux	52
<b>Total</b>			<b>2 703</b>

La division hôtelière de Fortis Properties a vu son revenu par chambre disponible atteindre 80,00 \$ pour 2012, par rapport à 78,76 \$ pour 2011. À l'exclusion des incidences de l'acquisition de l'hôtel Station Park Hotel en octobre 2012 et de l'acquisition de l'hôtel Hilton Suites Hotel en octobre 2011, le revenu par chambre disponible s'est élevé à 78,80 \$ pour 2012, comparativement à 78,48 \$ pour 2011. Cette hausse découle d'une augmentation de 1,5 % du prix moyen quotidien de location, partiellement contrebalancée par une baisse de 1,1 % du taux d'occupation. À l'exclusion des incidences des deux acquisitions d'hôtels, le prix moyen quotidien de location est passé à 129,45 \$ en 2012, en hausse par rapport à 127,59 \$ en 2011, tandis que le taux moyen d'occupation en 2012 s'est établi à 60,9 %, en baisse par rapport à 61,5 % pour 2011.

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

<b>Fortis Properties Hôtels</b>			
<b>Hôtels</b>	<b>Emplacement</b>	<b>Nombre de chambres</b>	<b>Salles de conférence (en milliers de pieds carrés)</b>
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.)	148	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 <sup>(1)</sup>	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 Hotel <sup>(2)</sup>	London (Ont.)	126	2
Holiday Inn Edmonton	Edmonton (Alb.)	224	8
Greenwood Inn Winnipeg	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
<b>Total</b>		<b>4 429</b>	<b>223</b>

<sup>1)</sup> En juillet 2012, l'hôtel Delta Sydney a changé de marque et était renommé Holiday Inn Sydney-Waterfront.

<sup>2)</sup> Fortis Properties a fait l'acquisition de l'hôtel Station Park Hotel en octobre 2012.

### **Ressources humaines**

Au 31 décembre 2012, Fortis Properties employait environ 2 400 personnes en équivalent temps plein, dont quelque 46 % sont représentées par les syndicats indiqués dans le tableau suivant.

<b>Fortis Properties Syndicats</b>			
<b>Propriété</b>	<b>Syndicat</b>	<b>Expiration de la convention</b>	<b>Nombre de travailleurs syndiqués</b>
Holiday Inn St. John's	TCA - Canada	31 août 2015	57
Delta St. John's	TUAC	31 décembre 2016	250
Greenwood Inn Corner Brook <sup>(1)</sup>	TCA - Canada	11 mars 2013	44
East Side Mario's St. John's	TCA - Canada	31 juillet 2013	95
Holiday Inn Sydney-Waterfront <sup>(2)</sup>	TCA - Canada	30 septembre 2014	64
Delta Brunswick & Brunswick Square	USW	10 juin 2013	119
Delta Regina	SCEP	31 mai 2014	172
St. John's Real Estate <sup>(1)</sup>	FIOE	17 avril 2013	8
Sheraton Hotel Newfoundland	TCA - Canada	31 mars 2015	190
Holiday Inn Suites Windsor <sup>(3)</sup>	TUAC	30 avril 2013	46
Mount Peyton	TUAC	1 <sup>er</sup> décembre 2014	54
<b>Total</b>			<b>1 099</b>

<sup>1)</sup> Un avis de négociation collective a été reçu des syndicats respectifs; toutefois, les négociations collectives n'ont pas débuté.

<sup>2)</sup> En juillet 2012, l'hôtel Delta Sydney a changé de marque et a été renommé Holiday Inn Sydney-Waterfront.

<sup>3)</sup> Les négociations ont commencé en février 2013.

## **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 sept entreprises de services publics réglementées dans sept 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 2012 de la société.

## **5.0 ENVIRONNEMENT**

---

La société et ses filiales canadiennes sont assujetties à divers lois, règlements et lignes directrices des autorités fédérales canadiennes, provinciales 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 provinciales et fédérales 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*; (ii) la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*; (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) les *Recommandations nationales sur les émissions des turbines à combustion fixes*; (xi) le *Code national de prévention des incendies du Canada*; (xii) la *Loi sur les produits antiparasitaires* et ses règlements d'application; (xiii) le *Règlement sur les BPC*; (xiv) la *Loi sur les espèces en péril*; (xv) le *Règlement sur les substances appauvrissant la couche d'ozone*; (xvi) la *Loi sur les Indiens*; (xvii) la *Loi sur les ouvrages destinés à l'amélioration des cours d'eau internationaux*; et (xviii) la *Loi de 1994 sur la convention concernant les oiseaux migrateurs*.

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) 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; (iv) 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; (v) le risque d'incendie; (vi) le risque lié à la perturbation de la végétation; (vii) le risque de contamination des sols et de l'eau à proximité des poteaux traités aux produits chimiques; (viii) 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 (ix) 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 et municipales canadiennes 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 ou des localités.

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.

La gestion des émissions de GES constitue le principal défi en matière d'environnement pour les services publics réglementés de gaz de la société, surtout en raison des incertitudes concernant les lois, les règlements et les lignes directrices régissant les GES que les instances fédérales et provinciales ont édictés de récente date ou s'approprient à le faire. Malgré le fait que l'orientation politique gouvernementale se définit de plus en plus, il reste à déterminer dans quelle mesure le plafonnement des émissions de GES aura une incidence sur ces services publics. 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. Les sociétés FortisBC Energy ont pris part aux consultations avec les intervenants pour s'assurer que leur perspective soit prise en compte, afin d'éviter que des exigences normatives non nécessaires en matière de présentation de l'information viennent perturber les processus actuels de gestion de l'intégrité des actifs mis en place pour contrer les risques opérationnels liés aux émissions de GES.

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. La loi intitulée *Greenhouse Gas Reduction Targets Act* impose une réduction obligatoire des émissions de GES dans le secteur public de l'ordre de 33 % par rapport aux niveaux de 2007 d'ici 2020. À cette exigence s'ajoute l'obligation selon laquelle toute la nouvelle production d'électricité soit sans émission nette de carbone. Les objectifs énergétiques en vertu de la loi intitulée *Clean Energy Act* visent l'atteinte de l'autonomie en matière de production d'électricité pour la Colombie-Britannique d'ici 2016. La loi intitulée *Clean Energy Act* introduit également de nouvelles priorités à l'égard des mesures pour la gestion écologique de la demande et les technologies relatives aux compteurs intelligents. En 2008, le gouvernement de la Colombie-Britannique a modifié la loi intitulée *Utilities Commission Act* en vue d'imposer à la BCUC de prendre les moyens nécessaires pour que les entreprises de services publics intègrent à leur exploitation des mesures axées sur l'efficacité et la conservation et de tenir compte des objectifs énergétiques du gouvernement de la Colombie-Britannique dans les processus d'approbation spécifiques.

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, et à développer son programme d'efficacité et de conservation énergétiques. De plus, l'introduction de 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 participe à l'initiative appelée Western Climate Initiative. Les participants, qui comptent plusieurs États et provinces, prévoient instaurer un programme de plafonnement et d'échange destiné à réduire les émissions de GES. Ce programme de plafonnement et d'échange devait débiter le 1<sup>er</sup> janvier 2012, mais le gouvernement de la Colombie-Britannique a différé l'élaboration de cette mesure réglementaire. FEI et FEVI devraient être visées par ce programme. Certains détails permettant de déterminer quelles installations seront assujetties dépendent des types d'émissions visés et de la définition donnée à chaque installation dans la législation portant sur les plafonds d'émissions et l'échange de droits d'émission. 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 gérer les exigences en matière de conformité dans le futur environnement d'échange de droits d'émissions de GES. 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 d'électricité réglementés 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 activités de la société ne comportent aucune production alimentée au charbon. Les services publics d'électricité réglementés 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 devaient provenir de sources d'énergie renouvelable d'ici 2010, exigences que la société a remplies en 2011 et en 2012. 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.

En 2011, le Canada a annoncé sa décision d'invoquer son droit de se retirer officiellement du Protocole de Kyoto. Le Canada est en voie de négocier un nouveau traité international sur les changements climatiques qui pourrait créer des engagements contraignants en matière de GES d'ici 2015 pour tous les grands émetteurs de GES. On ignore quelles seront les incidences de ce processus à l'avenir.

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 au diesel nouvellement installées par Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos comportent des améliorations leur permettant de produire de l'électricité d'une manière plus efficace et écologique. Ces nouvelles turbines sont conçues pour produire davantage d'électricité par gallon consommé que les anciennes. 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 de 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 régulièrement 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, 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 d'électricité réglementées 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 d'électricité réglementées 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 chlorofluorocarbure 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 2012. Toutefois, le passif associé à ces obligations de mise hors service d'immobilisations n'a pas été constaté dans les états financiers consolidés pour 2012 de la société, à l'exception d'une somme de quelque 3 millions de dollars liée aux BPC à l'égard de FortisBC Electric, 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 2012 et, d'après les lois, les circonstances et les faits actuels, rien ne laisse croire qu'ils auront d'importantes répercussions en 2013. 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 importants 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 21 mars 2013, 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 action <sup>(1)</sup>
Actions ordinaires	192 475 945	Un
Actions privilégiées de premier rang, série C	5 000 000	Aucun
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

<sup>1)</sup> 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.

### Placement de reçus de souscription

En juin 2012, afin de financer une partie de l'acquisition imminente de CH Energy Group, Fortis a vendu 18,5 millions de reçus de souscription au prix de 32,50 \$ chacun dans le cadre d'une prise ferme qu'a souscrite un consortium de preneurs fermes, réalisant ainsi un produit brut d'environ 601 millions de dollars. Le produit brut provenant de la vente des reçus de souscription est détenu par un agent d'entiercement en attendant que soient remplies les conditions de clôture, y compris la réception des approbations réglementaires, qui figurent dans la convention et le plan de fusion visant l'acquisition de CH Energy Group. Les opérations sur les reçus de souscription à la Bourse TSX ont commencé le 27 juin 2012 sous le symbole « FTS.R ».

Lorsque les conditions de libération seront remplies, chaque reçu de souscription confèrera à son porteur le droit de recevoir, sans le versement d'aucune contrepartie supplémentaire, une action ordinaire de Fortis et un paiement en espèces équivalant aux dividendes déclarés sur les actions ordinaires de Fortis du 27 juin 2012 jusqu'à la date d'émission des actions ordinaires, pour tous les porteurs inscrits de reçus de souscription.

Si les conditions de libération ne sont pas remplies le 30 juin 2013 ou si la convention et le plan de fusion visant l'acquisition de CH Energy Group sont résiliés auparavant, les porteurs de reçus de souscription auront le droit de recevoir de l'agent d'entiercement un montant équivalant au prix de souscription intégral, plus leur quote-part des intérêts gagnés sur cette somme. Si la clôture de l'acquisition de CH Energy Group avait lieu après le 30 juin 2013, la société pourrait devoir se tourner vers une autre source de capital pour financer l'acquisition.

## 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.

<b>Capital-actions</b>	<b>Dividendes déclarés</b>		
	<i>(par action)</i>		
	<b>2010<sup>(1)</sup></b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Actions ordinaires	1,41 \$	1,17 \$	1,21 \$
Actions privilégiées de premier rang, série C	1,7031 \$	1,3625 \$	1,3625 \$
Actions privilégiées de premier rang, série E	1,5313 \$	1,2250 \$	1,2250 \$
Actions privilégiées de premier rang, série F	1,5313 \$	1,2250 \$	1,2250 \$
Actions privilégiées de premier rang, série G	1,6406 \$	1,3125 \$	1,3125 \$
Actions privilégiées de premier rang, série H <sup>(2)</sup>	1,1636 \$	1,0625 \$	1,0625 \$
Actions privilégiées de premier rang, série J <sup>(3)</sup>	-	-	0,3514 \$

<sup>1)</sup> Puisque les dividendes du premier trimestre de 2010 ont été déclarés en janvier 2010, des dividendes ont été déclarés et pour cinq trimestres en 2010.

<sup>2)</sup> Des actions privilégiées de premier rang à taux fixe rétabli sur cinq ans de série H totalisant 10 millions de dollars ont été émises le 26 janvier 2010 à 25,00 \$ par action pour un produit net après impôt de 242 millions de dollars, ces actions donnant droit à des dividendes cumulatifs de 1,0625 \$ par action par année pour les cinq premières années.

<sup>3)</sup> Le 13 novembre 2012, 8 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série J, ont été émises à 25,00 \$ par action pour un produit net après impôt de 196 millions de dollars, ces actions donnant droit à des dividendes cumulatifs de 1,1875 \$ par année.

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 11 décembre 2012, le conseil a annoncé qu'il faisait passer le dividende trimestriel par action ordinaire de 0,30 \$ à 0,31 \$ et le premier paiement a été effectué le 1<sup>er</sup> mars 2013 aux porteurs inscrits au 14 février 2013. Également le 11 décembre 2012, le conseil a déclaré un dividende pour le premier trimestre de 2013 sur les actions privilégiées de premier rang, séries C, E, F, G, H et J selon le taux annuel prescrit applicable, qui a été payé le 1<sup>er</sup> mars 2013 aux porteurs inscrits au 14 février 2013.

Le 20 mars 2013, le conseil a déclaré un dividende pour le deuxième trimestre de 2013 de 0,31 \$ par action ordinaire et, pour les actions privilégiées de premier rang, séries C, E, F, G, H et J, il a déclaré un dividende pour le deuxième trimestre de 2013 en conformité avec le taux annuel prescrit. Dans chaque cas, le dividende du deuxième trimestre de 2013 sera payé le 1<sup>er</sup> juin 2013 aux porteurs inscrits au 17 mai 2013.

### 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*

Les porteurs des 5 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série C, ont droit à des dividendes privilégiés fixes et cumulatifs au comptant à raison de 1,3625 \$ l'action par année. À compter du 1<sup>er</sup> juin 2011, 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 C, pour 25,50 \$ l'action si elles sont rachetées avant le 1<sup>er</sup> juin 2012, pour 25,25 \$ l'action si elles sont rachetées à compter du 1<sup>er</sup> juin 2012, mais avant le 1<sup>er</sup> juin 2013 et pour 25,00 \$ l'action si elles sont rachetées à compter du 1<sup>er</sup> juin 2013 plus, dans chacun des cas, tous les dividendes cumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement. À compter du 1<sup>er</sup> juin 2010, 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 C en circulation en actions ordinaires de la société, entièrement libérées et négociables sur le marché libre. Le nombre d'actions ordinaires en lesquelles chaque action privilégiée peut être ainsi convertie correspondra au quotient du prix de rachat par action privilégiée alors applicable, majoré de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour la conversion, exclusivement, divisé par 1,00 \$ ou par 95 % du cours du marché alors en vigueur des actions ordinaires, selon le montant le plus élevé. À compter du 1<sup>er</sup> septembre 2013, chaque action privilégiée de premier rang, série C pourra être convertie au gré du porteur le premier jour de septembre, de décembre, de mars et de juin de chaque année, en un nombre d'actions ordinaires 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, divisée par 1,00 \$ ou par 95 % du cours du marché alors en vigueur des actions ordinaires, selon le montant le plus élevé. Si un porteur d'actions privilégiées de premier rang, série C choisit de convertir une partie de ces actions en actions ordinaires, la société peut racheter ces actions privilégiées de premier rang, série C au comptant ou prendre les arrangements nécessaires pour la vente de ces actions à d'autres acheteurs.

#### *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. À compter du 1<sup>er</sup> juin 2013, 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<sup>er</sup> juin 2013, pour 25,50 \$ l'action si elles sont rachetées au cours de la période de douze mois commençant le 1<sup>er</sup> juin 2014, pour 25,25 \$ l'action si elles sont rachetées au cours de la période de douze mois commençant le 1<sup>er</sup> juin 2015 et pour 25,00 \$ l'action si elles sont rachetées à compter du 1<sup>er</sup> juin 2016, majoré dans chacun des cas, de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement. À compter du 1<sup>er</sup> juin 2013, 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<sup>er</sup> 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. À compter du 1<sup>er</sup> décembre 2011, 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 26,00 \$ l'action si le rachat a lieu avant le 1<sup>er</sup> décembre 2012, à 25,75 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2012, mais avant le 1<sup>er</sup> décembre 2013, à 25,50 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2013, mais avant le 1<sup>er</sup> décembre 2014, à 25,25 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2014, mais avant le 1<sup>er</sup> décembre 2015 et à 25,00 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1<sup>er</sup> 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 jusqu'au 31 août 2013, inclusivement. 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<sup>er</sup> septembre 2013, ainsi que le 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> juin 2015, ainsi que le 1<sup>er</sup> 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 correspondront au produit de 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 de série I, soit le 1<sup>er</sup> juin 2020, ainsi que le 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> juin 2015 qui n'est pas une date de conversion des actions de 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 de 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 de 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 de 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> décembre 2018, à 25,75 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2018, mais avant le 1<sup>er</sup> décembre 2019, à 25,50 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2019, mais avant le 1<sup>er</sup> décembre 2020, à 25,25 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2020, mais avant le 1<sup>er</sup> décembre 2021 et à 25,00 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2021, majoré dans chaque cas de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date prévue pour le rachat, exclusivement.

#### *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 2015 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 2012 et 2011, 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 22 mars 2013.

<b>Fortis Notations</b>			
<b>Société</b>	<b>DBRS</b>	<b>S&amp;P</b>	<b>Moody's</b>
Fortis	A (faible), perspective stable (dette non garantie)	A-, perspective stable (dette non garantie)	s.o.
FHI	BBB (élevée), perspective stable (dette non garantie)	s.o.	Baa2, perspective stable (dette non garantie)
FEI	A, perspective stable (dette garantie et non garantie)	s.o.	A3, perspective stable (dette non garantie)
FEVI	s.o.	s.o.	A3, perspective stable (dette non garantie)
FortisAlberta	A (faible), perspective stable (dette de premier rang non garantie)	A-, perspective stable (dette de premier rang non garantie)	Baa1, perspective stable (dette de premier rang non garantie)
FortisBC Electric	A (faible), perspective stable (dette garantie et non garantie)	s.o.	Baa1, perspective stable (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 stable (dette de premier rang garantie)	s.o.
Caribbean Utilities	A (faible), perspective stable (dette de premier rang non garantie)	A-, perspective stable (dette de premier rang non garantie)	s.o.

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 C, les actions privilégiées de premier rang, série E, les actions privilégiées de premier rang, série F, les actions privilégiées de premier rang, série G, les actions privilégiées de premier rang, série H, les actions privilégiées de premier rang, série J et les reçus de souscription de Fortis sont inscrites à la cote de la Bourse TSX sous les symboles FTS, FTS.PR.C, FTS.PR.E, FTS.PR.F, FTS.PR.G, FTS.PR.H, FTS.PR.J et FTS.R respectivement.

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 et des reçus de souscription ainsi que le volume des opérations sur celles-ci, à chaque mois pour l'exercice terminé le 31 décembre 2012.

<b>Fortis</b>						
<b>Cours et volume des opérations pour 2012</b>						
	<b>Actions ordinaires</b>			<b>Actions privilégiées de premier rang, série C</b>		
<b>Mois</b>	<b>Haut (\$)</b>	<b>Bas (\$)</b>	<b>Volume</b>	<b>Haut (\$)</b>	<b>Bas (\$)</b>	<b>Volume</b>
Janvier	33,67	32,66	7 561 933	26,61	25,90	21 229
Février	34,31	31,76	19 233 895	26,54	25,50	50 239
Mars	33,17	31,70	11 072 696	25,90	25,53	35 364
Avril	34,35	31,88	7 960 525	26,25	25,53	275 288
Mai	34,98	32,08	11 877 137	25,95	25,38	135 930
Juin	34,00	32,03	12 638 137	25,80	25,42	62 747
Juillet	33,54	32,37	5 854 206	26,10	25,52	61 688
Août	34,03	32,38	7 323 690	25,99	25,52	20 856
Septembre	33,54	32,45	8 714 537	25,70	25,53	24 897
Octobre	33,93	33,01	7 237 611	26,75	25,59	15 786
Novembre	34,20	32,41	7 284 164	26,26	25,60	35 134
Décembre	34,35	32,83	9 203 571	25,80	25,35	19 055
	<b>Actions privilégiées de premier rang, série E</b>			<b>Actions privilégiées de premier rang, série F</b>		
<b>Mois</b>	<b>Haut (\$)</b>	<b>Bas (\$)</b>	<b>Volume</b>	<b>Haut (\$)</b>	<b>Bas (\$)</b>	<b>Volume</b>
Janvier	27,60	26,97	72 839	25,85	25,05	70 415
Février	28,98	26,75	68 038	25,94	25,00	239 924
Mars	27,58	26,02	53 080	25,60	25,00	328 502
Avril	26,60	26,05	333 365	25,30	25,00	167 439
Mai	26,75	26,16	277 108	25,60	24,54	91 659
Juin	26,90	26,32	48 465	25,50	25,18	186 354
Juillet	27,69	26,55	330 290	25,78	25,32	98 386
Août	27,05	26,65	22 425	26,05	25,75	483 143
Septembre	26,99	26,46	32 099	25,91	24,79	301 603
Octobre	27,20	26,65	140 070	26,25	25,82	50 812
Novembre	27,20	26,81	50 121	26,02	25,50	133 113
Décembre	27,33	26,80	25 304	25,96	25,74	46 410
	<b>Actions privilégiées de premier rang, série G</b>			<b>Actions privilégiées de premier rang, série H</b>		
<b>Mois</b>	<b>Haut (\$)</b>	<b>Bas (\$)</b>	<b>Volume</b>	<b>Haut (\$)</b>	<b>Bas (\$)</b>	<b>Volume</b>
Janvier	26,45	25,75	47 858	26,00	25,50	263 320
Février	26,50	25,35	88 246	26,72	25,60	111 592
Mars	25,92	25,46	168 124	25,99	25,45	85 935
Avril	25,85	25,60	54 552	25,93	25,46	28 764
Mai	25,95	25,52	71 254	26,00	24,95	70 501
Juin	25,75	25,42	125 720	25,88	24,84	123 562
Juillet	25,80	25,31	118 123	25,84	25,32	535 584
Août	25,62	25,14	207 283	25,80	25,30	222 408
Septembre	25,40	25,20	127 973	25,85	25,25	122 267
Octobre	25,40	25,15	183 254	25,74	25,10	1 145 687
Novembre	25,45	24,62	276 986	25,75	25,30	363 052
Décembre	24,74	24,05	382 796	25,75	25,40	132 976
	<b>Actions privilégiées de premier rang, série J<sup>(1)</sup></b>			<b>Reçus de souscriptions<sup>(2)</sup></b>		
<b>Mois</b>	<b>Haut (\$)</b>	<b>Bas (\$)</b>	<b>Volume</b>	<b>Haut (\$)</b>	<b>Bas (\$)</b>	<b>Volume</b>
Juin	-	-	-	32,20	31,18	972 550
Juillet	-	-	-	32,49	31,33	1 806 901
Août	-	-	-	32,85	31,70	1 035 164
Septembre	-	-	-	32,77	31,68	549 750
Octobre	-	-	-	33,44	32,34	705 085
Novembre	25,40	25,04	2 091 868	33,70	32,30	591 342
Décembre	25,80	25,23	247 752	34,50	32,64	824 408

<sup>1)</sup> Les actions privilégiées de premier rang, série J, ont été émises en novembre 2012.

<sup>2)</sup> Les reçus de souscription ont été émis en juin 2012.

## 10.0 ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

En septembre 2010, le conseil a adopté une nouvelle politique relative au mandat des administrateurs qui sera passée en revue régulièrement. La politique relative aux mandats prévoit 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<sup>e</sup> 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.

<b>Administrateurs de Fortis</b>	
<b>Nom</b>	<b>Postes principaux au cours des cinq dernières années</b>
<b>PETER E. CASE</b> <sup>(1)</sup> Kingston (Ontario)	M. Case, 58 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 ensuite été consultant auprès d'entreprises de services publics et des autorités de réglementation de ce secteur durant trois ans. 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.
<b>FRANK J. CROTHERS</b> <sup>(2)</sup> Nassau, Bahamas	M. Crothers, 68 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 est le vice-président du conseil non membre de la direction 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, Talon Metals Corp. et Templeton Mutual Funds.
<b>IDA J. GOODREAU</b> <sup>(3)</sup> Vancouver (Colombie-Britannique)	M <sup>me</sup> Goodreau, 61 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 était 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 <sup>me</sup> 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 <sup>me</sup> Goodreau ne siège pas à titre d'administratrice d'autres émetteurs assujettis.

<b>Administrateurs de Fortis (suite)</b>	
<b>Nom</b>	<b>Postes principaux au cours des cinq dernières années</b>
<b>DOUGLAS J. HAUGHEY</b> <sup>(1)</sup> Calgary (Alberta)	M. Haughey, 56 ans, est chef de la direction de The Churchill Corporation, société de services de construction et de services industriels axée sur le marché de l'Ouest canadien. Il a été président et chef de la direction de Provident Energy Ltd., propriétaire/exploitante des services et de la commercialisation intermédiaires des liquides de gaz naturel de 2010 jusqu'à la conclusion fructueuse de sa vente à Pembina Pipeline en avril 2012. De 2008 à mars 2010, M. Haughey a été président et chef de la direction de WindShift Capital Corp., qui ciblait principalement les occasions d'investissement dans l'infrastructure liée à l'énergie en Amérique du Nord. 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 FortisAlberta en 2010.
<b>H. STANLEY MARSHALL</b> Paradise (Terre-Neuve-et- Labrador)	M. Marshall, 62 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 siège aux conseils de toutes les filiales de services publics de Fortis en Colombie-Britannique, en Ontario et dans les Caraïbes et au conseil de Fortis Properties Corporation. M. Marshall est également administrateur d'Enerflex Ltd.
<b>JOHN S. McCALLUM</b> <sup>(1)(2)</sup> Winnipeg (Manitoba)	M. McCallum, 69 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 de la société en mai 2005. Il a été administrateur de FortisBC Inc. et de FortisAlberta 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.
<b>HARRY McWATTERS</b> <sup>(2)</sup> Summerland (Colombie-Britannique)	M. McWatters, 67 ans, est le fondateur et ancien président de Sumac Ridge Estate Wine Group, chef de file de l'industrie vinicole de la Colombie-Britannique. Il est président de Vintage Consulting Group Inc., de Harry McWatters Inc., d'Okanagan Wine Academy et de Black Sage Vineyards Ltd., toutes des sociétés engagées dans divers aspects de l'industrie vinicole de la Colombie-Britannique. M. McWatters a été élu pour la première fois au conseil de la société en mai 2007. Il a été élu au conseil d'administration de FortisBC Inc. en septembre 2005 et a été président du conseil de cette société de 2006 à 2010. M. McWatters est devenu administrateur de FHI en novembre 2007 et n'agit pas à titre d'administrateur d'autres émetteurs assujettis.

<b>Administrateurs de Fortis (suite)</b>	
<b>Nom</b>	<b>Postes principaux au cours des cinq dernières années</b>
<b>RONALD D. MUNKLEY</b> <sup>(2)(3)</sup> Mississauga (Ontario)	M. Munkley, 66 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, 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.
<b>DAVID G. NORRIS</b> <sup>(1)(2)(3)</sup> St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador)	M. Norris, 65 ans, administrateur de sociétés, est consultant en finances et en gestion depuis 2001; auparavant, 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 été 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.
<b>MICHAEL A. PAVEY</b> <sup>(1)(3)</sup> Moncton (Nouveau-Brunswick)	M. Pavey, 65 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 quitté ses fonctions au conseil de Maritime Electric en février 2007 après un mandat de six ans, notamment 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. Il ne siège pas à titre d'administrateur d'autres émetteurs assujettis.

<b>Administrateurs de Fortis (suite)</b>	
<b>Nom</b>	<b>Postes principaux au cours des cinq dernières années</b>
<b>ROY P. RIDEOUT</b> <sup>(2)(3)</sup> Halifax (Nouvelle-Écosse)	M. Rideout, 65 ans, administrateur de sociétés, a quitté ses fonctions de président du conseil et chef de la direction de Clarke Inc. en octobre 2002. Avant 1998, il était président de Newfoundland Capital Corporation Limited et occupait des postes de haute direction dans l'industrie canadienne des lignes aériennes. M. Rideout a obtenu un baccalauréat en commerce de la Memorial University of Newfoundland et a reçu le titre de comptable agréé. Il a été élu pour la première fois au conseil de la société en mars 2001. Il est président du comité des ressources humaines du conseil depuis mai 2003. M. Rideout est également administrateur de NAV CANADA.

<sup>1)</sup> Ces personnes siègent au comité d'audit

<sup>2)</sup> Ces personnes siègent au comité de gouvernance et des mises en candidature

<sup>3)</sup> 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.

<b>Membres de la direction de Fortis</b>	
<b>Nom et municipalité de résidence</b>	<b>Poste occupé</b>
<b>H. Stanley Marshall</b> Paradise (Terre-Neuve-et-Labrador)	Président et chef de la direction <sup>(1)</sup>
<b>Barry V. Perry</b> Mount Pearl (Terre-Neuve-et-Labrador)	Vice-président, finances et chef des finances <sup>(2)</sup>
<b>Ronald W. McCabe</b> St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador)	Vice-président, chef du contentieux et secrétaire de la société <sup>(3)</sup>
<b>Donna G. Hynes</b> St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador)	Secrétaire adjointe <sup>(4)</sup>

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

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

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

<sup>4)</sup> M<sup>me</sup> 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 2012, les administrateurs et les dirigeants de Fortis étaient directement ou indirectement propriétaires véritables, en tant que groupe, de 599 918 actions ordinaires, soit 0,3 % 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 2012, le comité d'audit était composé des personnes suivantes.

<b>Fortis Comité d'audit</b>	
<b>Name</b>	<b>Formation et expérience pertinentes</b>
<b>PETER E. CASE</b> ( <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.
<b>DOUGLAS J. HAUGHEY</b> Calgary (Alberta)	M. Haughey est chef de la direction de The Churchill Corporation. 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.
<b>JOHN S. McCALLUM</b> 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.
<b>DAVID G. NORRIS</b> St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador)	M. Norris est conseiller en finances et en gestion depuis 2001; auparavant, il était 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.
<b>MICHAEL A. PAVEY</b> 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 :

<b>Fortis</b>		
<b>Honoraires versés pour services de l'auditeur externe</b>		
<b>(en milliers de dollars)</b>		
<b>Ernst &amp; Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.</b>	<b>2012</b>	2011
Honoraires d'audit	<b>2 484</b>	2 518
Honoraires pour services liés à l'audit	<b>806</b>	1 146
Honoraires pour services fiscaux	<b>139</b>	153
Honoraires pour services non liés à l'audit	<b>138</b>	145
<b>Total</b>	<b>3 567</b>	3 962

Le fait que les honoraires pour services liés à l'audit soient plus élevés en 2011 s'explique principalement par le travail qu'a effectué Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. en préparation de l'adoption par la société des PCGR des États-Unis à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012, notamment des audits et des examens effectués à l'égard des états financiers consolidés annuels et trimestriels comparatifs de la société pour 2011 et 2010, qui ont été préparés à la fois selon les PCGR du Canada et selon les PCGR des États-Unis.

## **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 reçus de souscription et les actions privilégiées de premier rang 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<sup>e</sup> étage  
Toronto (Ontario) M5J 2Y1  
Tél. : 514 982-7555 ou 1 866 586-7638  
Télé. : 416 263-9394 ou 1 888 453-0330  
Site Web : [www.investorcentre.com/fortisinc](http://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<sup>e</sup> étage, St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador) A1C 1B2. Les états financiers consolidés de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2012 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 2012, qui figurent aux pages 7 à 81 et aux pages 82 à 145, respectivement, du rapport annuel aux actionnaires de Fortis Inc. pour 2012, lesquelles pages sont intégrées aux présentes par renvoi. Des renseignements supplémentaires concernant la société sont disponibles sur SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://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, sont présentés dans la circulaire de sollicitation de procurations par la direction de Fortis datée du 21 mars 2013 relativement à l'assemblée annuelle des actionnaires du 9 mai 2013. Des renseignements financiers additionnels sont aussi présentés dans les états financiers consolidés audités pour 2012 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 2012. 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](http://www.fortisinc.com).