



NOTICE ANNUELLE

POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2011

Le 15 mars 2012

**NOTICE ANNUELLE
POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2011**

TABLE DES MATIÈRES

1.0	STRUCTURE DE L'ENTREPRISE.....	5
1.1	Dénomination et constitution	6
1.2	Liens intersociétés	7
2.0	ÉVOLUTION GÉNÉRALE DE LA SOCIÉTÉ	8
2.1	Historique sur les trois derniers exercices	8
2.2	Perspectives.....	8
3.0	DESCRIPTION DES ACTIVITÉS.....	10
3.1	Services publics réglementés de gaz au Canada	10
3.1.1	Sociétés FortisBC Energy	10
3.2	Services publics réglementés d'électricité au Canada.....	14
3.2.1	FortisAlberta.....	14
3.2.2	FortisBC Electric.....	15
3.2.3	Newfoundland Power	17
3.2.4	Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	19
3.3	Services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes	21
3.4	Activités non réglementées – Fortis Generation	23
3.5	Activités non réglementées – Fortis Properties	25
4.0	RÉGLEMENTATION	28
5.0	ENVIRONNEMENT	28
6.0	FACTEURS DE RISQUE.....	33
7.0	DESCRIPTION GÉNÉRALE DE LA STRUCTURE DU CAPITAL-ACTIONS	33
8.0	NOTATIONS	37
9.0	MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	39
10.0	ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS	40
11.0	COMITÉ D'AUDIT	44
11.1	Formation et expérience	44
11.2	Mandat du comité d'audit	45
11.3	Politiques et procédures d'approbation préalable.....	48
11.4	Honoraires de l'auditeur externe.....	48
12.0	AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES	48
13.0	AUDITEURS.....	49
14.0	RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES.....	49

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 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;

AESO s'entend de l'organisme appelé Alberta Electric System Operator;

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;

BPC s'entend de Brilliant Power Corporation;

BPC s'entend du biphényle polychloré;

Caribbean Utilities s'entend de Caribbean Utilities Company, Ltd.;

CCC s'entend de la convention de la centrale Canal;

CEO s'entend de la Commission de l'énergie de l'Ontario;

CH Energy Group s'entend de CH Energy Group Inc.;

CNCI s'entend du Conseil des normes comptables internationales;

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;

CVMO s'entend de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario;

DBRS s'entend de DBRS Limited;

direction s'entend, collectivement, des membres de la haute direction de la société;

Énergie NB s'entend de Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick;

états financiers consolidés audités pour 2011 s'entend des états financiers consolidés comparatifs audités de Fortis Inc. au 31 décembre 2011 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 sera construite à côté de la centrale Waneta actuelle sur la rivière Pend d'Oreille, en Colombie-Britannique;

FEI s'entend de FortisBC Energy Inc. (auparavant, Terasen Gas Inc.);

FEVI s'entend de FortisBC Energy (Vancouver Island) Inc. (auparavant, Terasen Gas (Vancouver Island) Inc.);

FEWI s'entend de FortisBC Energy (Whistler) Inc. (auparavant, Terasen Gas (Whistler) Inc.);

FHI s'entend de FortisBC Holdings Inc. (auparavant, Terasen 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.;

Fortis Pacific Holdings s'entend de Fortis Pacific Holdings Inc.;

Fortis Properties s'entend de Fortis Properties Corporation;

Fortis Turks and Caicos s'entend, collectivement, de FortisTCI Limited (auparavant, P.P.C. Limited) et d'Atlantic Equipment & Power (Turks and Caicos) Ltd.;

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, Fortis Pacific Holdings Inc., mais à l'exclusion de sa société de personnes en propriété exclusive, Walden Power Partnership;

FortisOntario s'entend, collectivement, des activités de Compagnie d'énergie Niagara, de Cornwall Electric et d'Algoma Power. L'entreprise de distribution d'électricité de Port Colborne Hydro Inc. est comprise dans les comptes de Compagnie d'énergie Niagara;

FortisUS Energy s'entend de FortisUS Energy Corporation;

FortisWest s'entend de FortisWest Inc.;

GES s'entend des gaz à effet de serre;

GWh s'entend d'un ou de plusieurs gigawattheures;

Hydro One s'entend de Hydro One Networks Inc.;

Î.-P.-É. s'entend de l'Île-du-Prince-Édouard;

IFRS s'entend des normes internationales d'information financière;

IPC s'entend de l'indice des prix à la consommation;

ISO s'entend de l'Organisation internationale de normalisation;

Loi de 1934 s'entend de la loi des États-Unis intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, avec ses modifications ;

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;

Newfoundland Hydro s'entend de Newfoundland and Labrador Hydro;

Newfoundland Power s'entend de Newfoundland Power Inc.;

notice annuelle de 2011 s'entend de la présente notice annuelle de Fortis Inc. relative à l'exercice terminé le 31 décembre 2011;

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;

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;

Port Colborne Hydro s'entend de Port Colborne Hydro Inc.;

PUB s'entend de la Régie des commissaires aux services publics de Terre-Neuve-et-Labrador;

rapport de gestion s'entend du rapport de gestion de la société, contenu dans le rapport annuel des actionnaires de 2011 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 annuels de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011;

RCP s'entend 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;

SEC s'entend de l'organisme américain *Securities and Exchange Commission*;

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;

TCA-Canada s'entend du Syndicat des travailleurs et travailleuses canadien(ne)s de l'automobile, Commerces de détail et de gros;

Teck Metals s'entend de Teck Metals Ltd.;

TJ s'entend d'un ou de plusieurs térajoules;

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 2011 a été préparée conformément au *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue*. L'information financière a été préparée selon les PCGR du Canada et elle est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire.

À moins d'indication contraire, les renseignements contenus dans la notice annuelle de 2011 sont en date du 31 décembre 2011.

Dans la notice annuelle de 2011, Fortis a inclus des énoncés prospectifs au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables au Canada (énoncés prospectifs). L'objectif de ces énoncés prospectifs 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'ils ne conviennent à aucune autre fin. Tous les énoncés prospectifs sont soumis aux conditions de la « règle refuge » des lois sur les valeurs mobilières canadiennes applicables. Les mots « prévoit », « croit », « établit au budget », « pourrait », « estime », « s'attend », « entend », « peut », « devrait », « projette », « devrait », « fera », « ferait » et les expressions similaires visent souvent à identifier des renseignements prospectifs, bien que les renseignements prospectifs ne contiennent pas tous ces mots d'identification. Les énoncés prospectifs reflètent les attentes actuelles de la direction et sont fondés sur les renseignements présentement à la portée de la direction. Les renseignements prospectifs dans la notice annuelle de 2011, y compris le rapport de gestion de 2011 intégré aux présentes par renvoi, incluent, notamment, des énoncés concernant l'orientation de la société, aux États-Unis et au Canada, 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; la faiblesse actuelle des prix du gaz naturel et l'abondance des réserves de gaz de schiste devraient contribuer à maintenir la compétitivité du gaz naturel par rapport aux sources d'énergie de remplacement en Amérique du Nord; les investissements visant l'extraction du pétrole et du gaz de schiste en Alberta, au Canada, devraient se poursuivre et se répercuter favorablement sur les ventes d'énergie et l'investissement dans la base tarifaire dans le territoire de desserte de FortisAlberta; la probabilité que la nouvelle stratégie du gouvernement de la Colombie-Britannique en matière de gaz naturel ait des incidences favorables sur les volumes de gaz naturel des sociétés FortisBC Energy; 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; les prévisions de la société à l'égard des dépenses en immobilisations brutes consolidées pour 2012 et pour les cinq prochains exercices; 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; la base tarifaire de mi-exercice prévue à l'égard de chacune des quatre grandes entreprises de services publics réglementés canadiennes de la société; 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 de titres de créance à long terme; la capacité escomptée des filiales de la société d'obtenir les fonds nécessaires au financement de leurs programmes de dépenses en immobilisations de 2012; les échéances et les remboursements prévus de la dette à long terme consolidée en 2012 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 2012; 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 2012; 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 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 2012; la probabilité que la croissance des ventes d'électricité de l'entreprise de services publics réglementés de la société dans les Caraïbes sera minime pour 2012; la probabilité que les contreparties aux instruments financiers dérivés des sociétés FortisBC Energy continueront de respecter leurs obligations; l'attente selon laquelle FortisBC poursuivra ses efforts en 2012 afin de mieux intégrer ses activités dans le secteur gazier et celui de l'électricité; l'hypothèse selon laquelle le bénéfice consolidé et le bénéfice par action ordinaire de la société pour 2012 ne seront pas touchés de façon importante par la transition aux PCGR des États-Unis; le fait qu'une augmentation de la charge de retraite nette consolidée pour 2012 au titre des régimes de retraite et à prestations déterminées est prévue 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; et 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, à l'exclusion des frais non récurrents liés à l'opération. Les prévisions et projections qui sous-tendent les énoncés prospectifs sont fondées sur des hypothèses qui comprennent, sans s'y limiter : la réception des approbations réglementaires nécessaires et des ordonnances tarifaires demandées; 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 sur l'exploitation et les flux de trésorerie de la société et de 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. Les renseignements prospectifs sont soumis 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 comprennent, sans s'y restreindre : le risque lié à la réglementation; le risque lié aux taux d'intérêt, notamment l'incertitude entourant l'effet de la persistance de faibles taux d'intérêt sur le RCP autorisé des entreprises de services publics réglementés de la société; les risques liés à l'exploitation et à l'entretien; le risque lié à l'évolution de la conjoncture économique; le risque de dépassement des budgets prévus pour les projets d'immobilisations, les risques liés à l'achèvement et au financement pour les activités non réglementées de la société; le risque lié aux sources de financement et à la situation de trésorerie; 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; le risque que le gouvernement du Belize puisse exproprier BECOL; une résolution de l'expropriation des actifs hydroélectriques et des droits de l'utilisation de l'eau du partenariat Exploits qui diffère de celle qu'entrevoit actuellement la direction; le risque lié aux conditions météorologiques et au caractère saisonnier; le risque lié au prix des marchandises; la capacité continue de couvrir le risque de change; le risque lié au crédit de contreparties; le caractère concurrentiel du gaz naturel; le risque lié à l'approvisionnement en gaz naturel, en combustible et en électricité; les risques liés au maintien, au renouvellement et au remplacement des contrats d'approvisionnement en électricité et d'achat de capacité et(ou) leur approbation par les autorités de réglementation; le risque lié aux besoins de rendement et de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées; les risques liés à FEVI; les risques environnementaux; les risques liés aux couvertures d'assurance; le risque lié à la perte de licences et de permis; le risque lié à la perte d'un territoire de desserte; le risque de ne pas être en mesure de présenter l'information conformément aux PCGR des États-Unis après 2014 ou le risque que les IFRS ne comportent pas de règles comptables applicables aux activités à tarifs réglementés d'ici la fin de 2014 afin de permettre la comptabilisation des actifs et des passifs réglementaires; les risques liés aux modifications des lois fiscales; le risque d'une défaillance de l'infrastructure de technologies de l'information; le risque lié à l'incapacité d'accès aux terres des Premières nations; le risque lié aux relations de travail; le risque lié aux ressources humaines; et le risque d'un dénouement inattendu de toute poursuite en cours contre la société. Pour plus de renseignements sur les facteurs de risque de la société, il y a lieu de consulter les documents d'information permanente de celle-ci déposés de temps à autre auprès des autorités de réglementation en valeurs mobilières du Canada et de se reporter à la rubrique Gestion du risque d'affaires du rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011.

Tous les renseignements prospectifs fournis dans la présente notice annuelle de 2011 sont assujettis dans leur 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 des renseignements prospectifs 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 et (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.

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 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 2011, l'actif de services publics réglementés comptait pour environ 91 % de l'actif total de la société, le restant étant constitué surtout 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 15 mars 2012. 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 2011, ou dont le total des produits comptait individuellement pour moins de 10 % des produits consolidés de la société pour 2011. En outre, l'ensemble des principales filiales comptait pour quelque 80 % de l'actif consolidé de la société en date du 31 décembre 2011 et pour quelque 75 % de ses produits consolidés de 2011.

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

¹⁾ 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.

²⁾ Fortis 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 Fortis Pacific Holdings. Fortis détient en propriété la totalité des actions de FortisWest.

³⁾ 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 15 mars 2012, 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 DE LA SOCIÉTÉ

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 21 %, passant d'environ 11,2 milliards de dollars au 31 décembre 2008 à environ 13,6 milliards de dollars au 31 décembre 2011. Les capitaux propres de la société ont aussi progressé de plus de 34 %, passant d'environ 3,5 milliards de dollars au 31 décembre 2008 à quelque 4,7 milliards de dollars au 31 décembre 2011. Le bénéfice net attribuable aux capitaux propres en actions ordinaires est passé de 245 millions de dollars en 2008 à 318 millions de dollars en 2011.

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 d'acquisitions et de croissance interne qu'elle réalisa grâce à son programme de dépenses en immobilisations consolidé.

Au cours des trois derniers exercices, Fortis a augmenté ses investissements dans des services publics réglementés au Canada grâce à l'acquisition d'Algoma Power moyennant 75 millions de dollars, en octobre 2009. Algoma Power est une société réglementée de services publics de distribution d'électricité comptant environ 12 000 clients dans le district d'Algoma, en Ontario. Durant les trois derniers exercices, la société a également augmenté ses investissements dans le secteur des services non réglementés en procédant à l'acquisition de deux hôtels au Canada, à la construction de la centrale hydroélectrique Vaca, au Belize, qui a été achevée en mars 2010 et au commencement des travaux de construction de l'Expansion Waneta vers la fin de 2010.

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 49 %, 29 % et 15 % au cours des trois derniers exercices.

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 2011.

2.2 Perspectives

Exploitation

Au cours des cinq prochains exercices, le programme de dépenses en immobilisations brutes consolidé devrait totaliser environ 5,5 milliards de dollars. Environ 64 % des dépenses en immobilisations devraient être engagées par les services publics réglementés d'électricité, plus particulièrement FortisAlberta et FortisBC Electric. Environ 23 % et 13 % des dépenses en immobilisations sont censés être consacrés respectivement aux services publics réglementés de gaz et aux exploitations non réglementées. Les dépenses en immobilisations des services publics réglementés sont assujetties à une approbation réglementaire.

Les dépenses en immobilisations consolidées brutes pour 2012 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.

Dépenses en immobilisations brutes consolidées prévues ⁽¹⁾	
Exercice se terminant le 31 décembre 2012	
	<i>(en millions de dollars)</i>
Sociétés FortisBC Energy	244
FortisAlberta ⁽²⁾	419
FortisBC Electric	111
Newfoundland Power	82
Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	61
Services publics d'électricité réglementés dans les Caraïbes	55
Services publics non réglementés ⁽³⁾	256
Fortis Properties	63
Total	1 291

¹⁾ *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. Comprend également les dépenses prévues pour l'enlèvement des biens et la remise en état des sites, déduction faite du produit de la récupération, pour les entreprises de services publics autorisées à comptabiliser de telles dépenses dans la base tarifaire en 2012.*

²⁾ *Comprend les paiements prévus à remettre à l'AESO pour les projets de dépenses en immobilisations dans le transport d'électricité.*

³⁾ *Comprend la production non réglementée prévue, surtout en rapport avec l'Expansion Waneta, et les dépenses en immobilisations prévues de l'entreprise.*

Les filiales de la société prévoient avoir accès selon des modalités raisonnables à du capital à long terme en 2012 pour financer leurs programmes de dépenses en immobilisations de cette année.

La société reste à l'affût d'occasions d'acquisitions dans la perspective d'assurer une croissance rentable en ciblant particulièrement les occasions d'acquisition d'entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz naturel aux États-Unis et au Canada. Fortis recherche aussi des occasions de croissance dans les activités non réglementées pour soutenir la stratégie de croissance de ses services publics réglementés.

Changements comptables futurs

En raison de l'incertitude qui persiste quant à l'adoption, par le CNCI, d'une convention comptable s'appliquant aux entités à tarifs réglementés, Fortis a étudié la possibilité d'adopter les PCGR des États-Unis plutôt que les IFRS, et a décidé d'adopter les PCGR des États-Unis pour valoir le 1^{er} janvier 2012.

Les règles canadiennes en valeurs mobilières permettent à un émetteur assujéti de déposer ses états financiers préparés conformément aux PCGR des États-Unis lorsqu'il est admissible en tant qu'émetteur inscrit auprès de la SEC. Dans la réglementation canadienne, un « émetteur inscrit auprès de la SEC » s'entend d'un émetteur qui (i) a une catégorie de titres inscrite auprès de la SEC en vertu de l'article 12 de la Loi de 1934 ou (ii) est tenu de déposer des rapports en vertu de l'article 15(d) de cette loi. À l'heure actuelle, la société n'est pas un émetteur inscrit auprès de la SEC. Par conséquent, le 6 juin 2011, la société a déposé une demande auprès de la CVMQ, conformément au *Règlement 11-203 relatif au traitement des demandes de dispense dans plusieurs territoires*, visant à permettre à la société et à ses filiales émettrices assujéties de préparer leurs états financiers selon les PCGR des États-Unis sans devenir un émetteur inscrit auprès de la SEC (la *dispense*). Le 9 juin 2011, la CVMQ a rendu sa décision et a accordé la dispense pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2012, mais avant le 1^{er} janvier 2015, ainsi que pour les périodes intermédiaires. La dispense prendra fin pour les états financiers des périodes annuelles et intermédiaires ouvertes (i) à compter du 1^{er} janvier 2015 ou (ii) à la date à laquelle la société cesse de mener des activités assujéties à la réglementation des tarifs, si elle survient avant.

Lorsqu'elle applique les PCGR du Canada, la société se reporte actuellement aux PCGR des États-Unis pour obtenir des directives à l'égard de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés. L'adoption des PCGR des États-Unis en 2012 devrait donc nécessiter moins de modifications importantes des conventions comptables de la société que ne l'aurait fait l'adoption des IFRS. Le fait de se fonder sur les PCGR des États-Unis pour la comptabilisation des activités à tarifs réglementés permet de constater l'incidence économique des activités à tarifs réglementés dans les états financiers consolidés à un moment qui coïncide avec le moment où les montants sont reflétés dans les tarifs facturés aux clients. Fortis estime que le maintien de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés et de ses actifs et passifs réglementaires selon les PCGR des États-Unis reflète fidèlement l'incidence que la réglementation des tarifs a sur la situation financière et les résultats d'exploitation consolidés de la société.

La société, à titre volontaire, a préparé et déposé ses états financiers consolidés audités selon les PCGR des États-Unis pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2011, y compris les données comparatives de 2010, comme l'a approuvé la CVMO. À compter du premier trimestre de 2012, les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la société seront préparés et déposés selon les PCGR des États-Unis.

Acquisition projetée

Le 21 février 2012, Fortis a annoncé avoir conclu une entente en vue de l'acquisition de CH Energy Group au prix de 65,00 \$ US au comptant par action ordinaire, soit un prix d'acquisition global totalisant environ 1,5 milliard \$ US qui comprend la prise en charge d'une dette d'environ 500 millions de dollars US à la clôture. CH Energy Group, société de distribution d'énergie, a son siège social à Poughkeepsie, dans l'État de New York. Sa principale société, Central Hudson Gas & Electric Corporation, 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. La conclusion de l'acquisition, qui devrait avoir lieu d'ici environ 12 mois, est assujettie à l'approbation des actionnaires ordinaires de CH Energy Group, des autorités de réglementation et d'autres organismes et à la satisfaction des conditions habituelles de clôture. L'acquisition devrait avoir un effet à la hausse sur le bénéfice par action ordinaire, à l'exclusion des frais non récurrents liés à l'opération.

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 secteur présentant de l'information 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.

FEI est le plus important distributeur de gaz naturel en Colombie-Britannique, servant environ 852 000 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 102 000 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 2 600 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 47 200 kilomètres et ont répondu à une demande quotidienne de pointe de 1 210 TJ en 2011.

Marché et ventes

Les volumes annuels de gaz naturel vendus aux clients par les sociétés FortisBC Energy sont passés à 202 755 TJ en 2011 par rapport à 193 022 TJ en 2010. Les produits se sont établis à quelque 1 568 millions de dollars en 2011, comparativement à 1 546 millions de dollars en 2010.

Le tableau suivant présente la composition des produits et des volumes de gaz naturel par catégorie de clients des sociétés FortisBC Energy pour 2011 et 2010.

Sociétés FortisBC Energy				
Produits et volumes de gaz naturel par catégorie d'abonné				
	Produits		Volumes en TJ	
	(%)		(%)	
	2011	2010	2011	2010
Résidentiel	56,5	56,4	39,0	36,3
Commercial	28,7	28,7	24,2	22,6
Industriel	6,0	6,0	2,7	2,7
	91,2	91,1	65,9	61,6
Transport	4,8	4,6	33,5	31,3
Autres ⁽¹⁾	4,0	4,3	0,6	7,1
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

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

Conventions d'achat de gaz

Afin de se doter d'un approvisionnement suffisant pour assurer des livraisons fiables de gaz naturel à leurs clients, les sociétés FortisBC Energy achètent leur approvisionnement à un groupe 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 111 PJ de charge minimum et saisonnière, desquels 100 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 11 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'à l'entreprise de transport de FEI se chargent d'obtenir leur propre approvisionnement en gaz naturel et de le livrer aux réseaux de FEI, qui le livre ensuite à leurs installations. 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.

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 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.

FEI possède une capacité de stockage totalisant environ 29 PJ, qui comprend une capacité hors réseau obtenue aux termes de contrats conclus avec des tiers ainsi que des installations d'écrêtement en réseau visant les LGN qui appartiennent à FEI et à FEVI. Par suite de l'achèvement en 2011 des installations de stockage de LGN dont FEVI est propriétaire à Mount Hayes, FEI dispose d'une capacité de stockage supplémentaire de 1,4 PJ et d'une capacité de livraison de 0,14 PJ qui peut être utilisée pour des retraits à compter de l'hiver 2011-2012. 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 relative aux LGN de Mount Hayes dont la construction a été achevée récemment sur l'île de Vancouver. 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. Durant l'année contractuelle terminée le 30 novembre 2011, FEI a vendu environ 22 PJ de surplus de gaz et 62 PJ de capacité inutilisée des pipelines, soit une récupération nette avant impôt d'environ 105 millions de dollars. FEI peut toucher un paiement incitatif à l'égard de ses activités de rationalisation dans le cadre du PIRAG qu'a approuvé la BCUC. 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 des tarifs.

Aux termes d'un examen du programme effectué en 2011, la BCUC a approuvé un nouveau cadre d'application du PIRAG qui prévoira le partage des produits entre les clients et l'actionnaire pour une période de deux ans allant du 1^{er} 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. À l'heure actuelle, FEI a des contrats de couverture en vigueur jusqu'à la fin d'octobre 2012 qui découle de PGRP approuvés antérieurement, mais elle compte peu de contrats de couverture au-delà de cette date. De même, FEVI a des contrats de couverture en vigueur jusqu'en octobre 2014.

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. FEI et FEVI évaluent actuellement d'autres solutions que les contrats de couverture pour atténuer les risques liés à la volatilité des prix et fournir une valeur aux clients.

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 80 000 clients commerciaux admissibles au 31 décembre 2011, environ 3 500 participaient au programme et achetaient leur approvisionnement auprès d'autres fournisseurs. Des quelque 762 500 clients résidentiels admissibles, 101 223 clients participaient à ce programme au 31 décembre 2011.

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 2011 de la société. FHI a entamé le processus d'appel lié aux 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 et il est prévu que toutes les réclamations seront instruites en même temps. Le montant qui sera réclamé et l'aboutissement des procédures ne peuvent être connus actuellement, et aucun montant n'a été comptabilisé à ce titre dans les états financiers consolidés audités pour 2011 de la société.

Ressources humaines

Au 31 décembre 2011, les sociétés FortisBC Energy employaient 1 789 personnes en équivalent temps plein. À peu près 71 % 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 convention collective conclue avec la FIOE a expiré le 31 mars 2011, et les négociations sont actuellement en cours. La convention collective conclue avec le SEPB arrive à échéance le 31 mars 2012.

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 114 000 kilomètres. Le réseau de distribution de la société sert quelque 499 000 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 2 505 MW en 2011.

Marché et ventes

Les livraisons annuelles d'électricité de FortisAlberta se sont accrues, atteignant 16 367 GWh en 2011, comparativement à 15 866 GWh en 2010. Les produits ont atteint 409 millions de dollars en 2011 par rapport à 385 millions de dollars en 2010.

Le tableau suivant présente la composition des produits et des livraisons d'électricité de FortisAlberta selon les catégories de clients pour les exercices 2011 et 2010.

FortisAlberta				
Produits et livraisons d'électricité selon les catégories de clients				
	Produits (%)		Livraisons en GWh ⁽¹⁾ (%)	
	2011	2010	2011	2010
Résidentiel	31,2	27,6	17,0	17,0
Commerces et industries de grande envergure ⁽²⁾	20,9	18,6	61,0	61,3
Installations agricoles	13,1	11,5	7,9	7,5
Petits commerces	11,2	10,0	7,9	7,9
Petites entreprises exploitant des champs pétroliers	9,0	8,1	5,8	5,8
Autres ⁽³⁾	14,6	24,2	0,4	0,5
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

¹⁾ Les pourcentages en GWh présentés excluent les livraisons de FortisAlberta en GWh aux clients reliés au réseau de transport. Ces livraisons ont été de 7 100 GWh en 2011 et en 2010 et consistaient principalement en des livraisons d'énergie faites à des clients industriels de grande envergure qui sont directement reliés au réseau de transport.

²⁾ Inclut les grandes entreprises exploitant des champs pétroliers.

³⁾ 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 de FortisAlberta qui sont situés à l'intérieur du périmètre d'une ville, d'une municipalité ou d'un village, sont servis dans le cadre de conventions de concession entre la société et la municipalité de résidence des clients. 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. En Alberta, la convention de concession courante a habituellement une durée de dix ans et peut être reconduite pour des périodes quinquennales moyennant le consentement réciproque des parties. Toutes les franchises municipales sont régies par une législation obligeant la municipalité ou l'entreprise de services publics à donner un avis à l'AUC et à obtenir son approbation lorsqu'il s'agit de mettre fin à sa convention de concession. Toute convention de concession qui n'est pas renouvelée demeurera en vigueur jusqu'à ce que la société ou la municipalité y mette fin, avec la permission de l'AUC. Si une convention de concession est résiliée et que la municipalité exerce par la suite son droit, en vertu de la loi intitulée *Municipal Government Act* (Alberta), d'acheter le réseau de distribution de FortisAlberta qui est déployé à l'intérieur du périmètre de la municipalité, la société doit être dédommée. Le dédommagement inclurait le paiement des biens de FortisAlberta qui serait fonction du coût de remplacement sur le fondement d'une méthodologie approuvée par l'AUC.

En vertu de la loi intitulée *Hydro and Electric Energy Act* (Alberta), si une municipalité qui est propriétaire d'une entreprise de services publics d'électricité élargit ses limites, elle peut acquérir les biens de la société dans le territoire annexé après déduction de l'amortissement. 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.

FortisAlberta détient des conventions de concession conclues avec 140 municipalités. De ce nombre, 107 devaient expirer en 2011 et ont été renouvelées pour une période supplémentaire de cinq ans. De plus, FortisAlberta et l'organisme appelé Alberta Urban Municipalities Association ont élaboré une nouvelle convention de concession normalisée qui comporte une durée de 10 ans, et la société demandera à l'AUC d'approuver cette nouvelle convention de concession au premier trimestre de 2012. Si l'AUC approuve le nouveau libellé, Fortis Alberta entamera le processus d'application de cette nouvelle convention à l'ensemble des 140 municipalités.

Ressources humaines

Au 31 décembre 2011, FortisAlberta avait 1 036 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 162 000 clients, dont quelque 113 000 sont servis directement par les biens de la société, tandis que les autres le sont au moyen d'ententes d'approvisionnement en gros d'électricité conclues avec des distributeurs municipaux. En 2011, FortisBC Inc. a répondu à une demande de pointe de 669 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, du service général, industriels, de municipalités clientes du service de gros et d'autres clients industriels. Les ventes annuelles totales d'électricité pour 2011 étaient de 3 143 GWh, comparativement à 3 046 GWh en 2010. Les produits ont augmenté, passant de 266 millions de dollars en 2010 à 296 millions de dollars en 2011.

Le tableau suivant présente la composition des produits et des ventes d'électricité de FortisBC Electric selon les catégories de clients pour les exercices 2011 et 2010.

FortisBC Electric				
Produits et ventes d'électricité selon les catégories de clients				
	Produits (%)		Ventes en GWh (%)	
	2011	2010	2011	2010
Résidentiel	43,7	43,0	40,1	40,2
Service général	22,8	24,3	22,4	23,2
Ventes en gros	19,7	19,5	28,5	28,9
Industriel	7,4	6,1	9,0	7,7
Autres ⁽¹⁾	6,4	7,1	–	–
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

¹⁾ Cette catégorie inclut les produits provenant de sources autres que la vente d'électricité, y compris les produits de Fortis 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 contrats d'achat d'électricité à long et à court termes. Depuis 1998, 11 des 15 groupes électrogènes 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 leurs propriétaires.

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

¹⁾ Au cours de 2010, BC Hydro a acquis une participation d'un tiers dans le barrage Waneta.

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 ressources 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. La CCC demeure en vigueur jusqu'à sa résiliation par une de ses parties moyennant un avis d'au moins cinq ans remis en tout temps le 31 décembre 2030, ou après.

Le reste de l'approvisionnement en électricité de FortisBC Inc. est en majeure partie acquis au moyen de contrats d'achat d'électricité à long terme qui se détaillent ainsi:

- i. un contrat d'achat d'électricité à long terme de 149 MW avec BPC se terminant en 2056;
- ii. un contrat d'achat d'électricité de 200 MW avec BC Hydro prenant fin en 2013; et
- iii. divers petits contrats d'achat d'électricité avec des producteurs d'électricité indépendants.

Ces contrats d'achat ont pour la plupart été acceptés par la BCUC et les coûts engagés avec prudence dans le cadre de ceux-ci sont transmis aux clients dans les tarifs d'électricité de FortisBC Inc.

Bien que FortisBC Inc. puisse actuellement combler la plus grande partie des besoins en approvisionnement de ses clients par sa propre production et les principaux contrats d'achat d'électricité décrits ci-dessus, il se peut qu'elle doive dans certains cas, pour couvrir une partie de la charge des services aux clients, se tourner vers le marché pour y acheter de l'électricité à court terme. À condition d'être engagés avec prudence et précision, les coûts associés à ces achats sont récupérés au moyen des tarifs facturés aux clients.

En octobre 2010, la société a conclu, en partenariat avec CPC/CBT, des accords définitifs pour construire l'Expansion Waneta. Fortis a une participation majoritaire de 51 % dans le partenariat de l'Expansion Waneta et s'occupera de l'exploitation et de l'entretien de l'Expansion Waneta, par l'intermédiaire de FortisBC, lorsque celle-ci démarrera ses activités, soit au printemps 2015. L'Expansion Waneta sera 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 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 pendant 40 ans aux termes de l'entente sur la capacité de l'Expansion Waneta, dont la BCUC a accepté le dépôt en septembre 2010 et qui a été signée en novembre 2011. La BCUC sollicitera des observations quant à la nécessité de tenir d'autres instances publiques à l'égard de son acceptation en novembre 2011 du dépôt de l'entente sur la capacité de l'Expansion Waneta. Pour de plus amples renseignements, se reporter à l'article 3.4 de la présente notice annuelle de 2011.

Litiges

Le gouvernement de la Colombie-Britannique a allégué des manquements au Code d'exploitation forestière et de la négligence à l'égard d'un incendie de forêt près du lac Vaseux, et a déposé et signifié un bref et une déclaration datés du 2 août 2005 contre FortisBC Inc. Le gouvernement de la Colombie-Britannique a maintenant indiqué que sa réclamation comprend des dommages d'environ 13,5 millions de dollars, mais ces dommages n'ont pas été quantifiés pleinement. De plus, des propriétaires fonciers privés ont déposé des brefs et des déclarations distincts datés du 19 août 2005 et du 22 août 2005 pour des montants qui n'ont pas été dévoilés en rapport avec cette même affaire. FortisBC Inc. et ses assureurs opposent une défense à l'égard de chacune de ces réclamations. Le résultat ne peut être raisonnablement établi et évalué pour le moment et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés audités pour 2011 de la société.

Ressources humaines

Au 31 décembre 2011, FortisBC Inc. employait 528 personnes en équivalent temps plein. FortisBC Inc. est partie à une convention collective avec la section locale 378 du SEPB qui a expiré le 31 janvier 2011 et à une convention collective avec la section locale 213 de la FIOE qui expire le 31 janvier 2013. Les deux conventions collectives visent quelque 73 % des membres du personnel.

FortisBC Inc. et la section locale 378 du SEPB ont conclu une entente à l'égard de certains employés affectés au service à la clientèle. Les discussions se poursuivent à l'égard du reste de l'unité de négociation représentée par le SEPB.

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 247 000 clients ou 87 % des consommateurs d'électricité de cette province. Newfoundland Power a répondu à une demande de pointe de 1 166 MW en 2011. 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 11 200 kilomètres.

Marché et ventes

Les ventes annuelles désaisonnalisées d'électricité ont augmenté, passant de 5 419 GWh en 2010 à 5 553 GWh en 2011. Les produits ont augmenté, passant de 555 millions de dollars en 2010 à 573 millions de dollars en 2011.

Le tableau suivant présente la composition des produits et des ventes d'électricité de Newfoundland Power selon les catégories de clients pour les exercices 2011 et 2010.

Newfoundland Power				
Produits et ventes d'électricité selon les catégories de clients				
	Produits ⁽¹⁾		Ventes en GWh ⁽¹⁾	
	(%)		(%)	
	2011	2010	2011	2010
Résidentiel	60,4	60,2	61,3	61,1
Secteur commercial et éclairage des voies publiques	36,0	36,2	38,7	38,9
Autres ⁽²⁾	3,6	3,6	–	–
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

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

²⁾ Cette catégorie comprend les produits réalisés à partir d'autres sources que la vente d'électricité, la plus importante source étant les produits découlant de l'utilisation conjointe de poteaux.

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.

Newfoundland Power exploite 29 petites centrales qui produisent environ 7 % de l'électricité vendue par celle-ci. Les centrales hydroélectriques de la société ont une capacité totale de 97 MW. Les centrales au diesel et les turbines à gaz ont une capacité totale d'environ 7 MW et 36 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^{er} 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. Le 9 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. Le 12 novembre 2010, la Cour suprême a rendu une décision rejetant la demande de la ville et accordant les frais de justice à Newfoundland Power. En décembre 2010, la ville a interjeté appel de la décision de la Cour suprême devant la Cour d'appel de Terre-Neuve-et-Labrador. La date d'audience de cet appel n'a pas encore été fixée.

Ressources humaines

Au 31 décembre 2011, Newfoundland Power avait 640 travailleurs en équivalent temps plein, dont environ 54 % étaient membres d'unités de négociation représentés 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. Toutes deux sont arrivées à échéance le 30 septembre 2011. Newfoundland Power et la FIOE ont conclu en janvier 2012 une entente provisoire qui est assujettie à la ratification des membres.

Événements récents

En décembre 2010, Newfoundland Power et Bell Aliant ont signé un nouveau contrat relatif aux structures de soutien, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2011, aux termes duquel Bell Aliant devait racheter 40 % de tous les poteaux à utilisation conjointe et l'infrastructure connexe détenue par Newfoundland Power pour un montant approximatif de 46 millions de dollars. Newfoundland Power a déposé une demande auprès du PUB pour faire approuver l'opération, et cette approbation a été obtenue en septembre 2011. En octobre 2011, Newfoundland Power a reçu de Bell Aliant un produit de 46 millions de dollars correspondant au prix d'achat estimatif. En fonction des résultats d'un relevé de poteaux effectué vers la fin de 2011, Bell Aliant a reçu de Newfoundland Power un rajustement du prix d'achat d'environ un million de dollars en janvier 2012.

3.2.4 Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada

Les autres entreprises de services publics d'électricité au Canada incluent 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 directement plus de 75 000 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 ÉnergieNB, une société d'État provinciale, par l'entremise de divers contrats d'achat d'énergie. Le réseau 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 224 MW en 2011. 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 plus de 64 000 clients de Fort Erie, Cornwall, Gananoque, Port Colborne et du district d'Algoma, en Ontario. L'entreprise de distribution d'électricité de Port Colborne Hydro Inc., louée par la Ville de Port Colborne aux termes d'un bail de 10 ans qui expirera en avril 2012, est comprise dans les comptes de Compagnie d'énergie Niagara. En avril 2011, FortisOntario a signifié à la ville de Port Colborne et à Port Colborne Hydro, par avis écrit irrévocable, son choix d'exercer son option d'achat prévue au contrat de location-exploitation en cours, au prix d'achat d'environ 7 millions de dollars le 15 avril 2012. L'achat constitue la vente des actifs restants de Port Colborne Hydro à FortisOntario et est conditionnel à l'approbation de la CEO. 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 276 MW en 2011. 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 2011 se sont élevées à 2 366 GWh, comparativement à 2 328 GWh en 2010. Les produits se sont élevés à 339 millions de dollars en 2011, comparativement à 331 millions de dollars en 2010.

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 2011 et 2010.

Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada				
Produits et ventes d'électricité selon les catégories de clients				
	Produits		Ventes en GWh	
	(%)		(%)	
	2011	2010	2011	2010
Résidentiel	43,4	42,5	43,2	42,9
Secteurs commercial et industriel	48,5	49,1	55,9	56,4
Autres ⁽¹⁾	8,1	8,4	0,9	0,7
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

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

Approvisionnement en électricité

Maritime Electric

Maritime Electric a acheté à ÉnergieNB 83 % de l'électricité dont elle avait besoin pour répondre à la demande de ses clients en 2011. Le reste provenait de l'achat de l'énergie éolienne produite sur l'Î.-P.-É. 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 obtient généralement une partie de l'électricité dont elle a besoin à la centrale Point Lepreau. Des travaux de remise en état d'envergure ont été commencés à la centrale Point Lepreau en 2008 et sont censés se terminer d'ici l'automne 2012, en vue de prolonger la durée de vie estimative de l'installation de 25 années additionnelles. La PEI Energy Commission, que le gouvernement de l'Î.-P.-É. a mise sur pied en 2011, établira la nature et l'échéancier du recouvrement des coûts supplémentaires de 47 millions de dollars au titre de l'énergie de remplacement engagés durant la remise en état de Point Lepreau et reportés jusqu'à la fin de février 2011.

Le 12 novembre 2010, Maritime Electric a conclu l'entente sur l'électricité avec le gouvernement de l'Î.-P.-É. Cette entente couvre la période du 1^{er} mars 2011 au 29 février 2016 et prévoit des réductions des tarifs à compter du 1^{er} mars 2011, ainsi que des prix stables et des tarifs prévisibles au cours de deux années suivantes.

La diminution des coûts de l'énergie achetée découlant d'un nouveau contrat quinquennal d'achat d'énergie passé avec Énergie NB en date du 1^{er} mars 2011, conjuguée à la prise en charge, par le gouvernement de l'Î.-P.-É., de certains coûts liés à l'énergie à compter du 1^{er} mars 2011 tel qu'il est stipulé dans l'entente sur l'électricité avec le gouvernement de l'Î.-P.-É., a permis de réduire les coûts pour les consommateurs depuis le 1^{er} mars 2011. L'exposition de Maritime Electric en ce qui a trait aux primes relatives à l'énergie de remplacement durant les travaux de remise en état de la centrale Point Lepreau a été plafonnée à 47 millions de dollars en date de février 2011 comme il a été indiqué ci-dessus.

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. Environ 17 % des besoins en approvisionnement énergétique totaux ont été comblés par la production électrique éolienne en 2011.

FortisOntario

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

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 100 % de ses besoins en électricité à Marketing d'énergie Hydro-Québec aux termes de deux contrats à durée déterminée. Le premier contrat, qui concerne environ 40 % de l'approvisionnement en électricité, porte sur 45 MW et un facteur de capacité de 60 %. Le deuxième contrat, aux termes duquel Cornwall Electric comble le reste de ses besoins énergétiques, est un contrat d'énergie portant sur une capacité de 100 MW. Les deux contrats expirent en décembre 2019.

Ressources humaines

Au 31 décembre 2011, Maritime Electric employait 181 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 2011, FortisOntario employait 198 personnes en équivalent temps plein, dont environ 58 % étaient représentées par la section locale 137 du SCFP, la section locale 636 de la FIOE dans la région de Niagara, la section locale 636 de la FIOE à Gananoque et du 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 2012, 31 mai 2012, 31 juillet 2012 et 31 décembre 2012.

3.3 Services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes

Les services publics d'électricité réglementés aux Caraïbes sont constitués de Caribbean Utilities, de Fortis Turks and Caicos et, jusqu'au 20 juin 2011, de Belize Electricity.

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 99 MW en 2011. Caribbean Utilities est propriétaire et exploitante de lignes de transport et de distribution sur quelque 639 kilomètres. Fortis détient une participation conférant le contrôle d'environ 60 % dans cette entreprise de services publics (59 % au 31 décembre 2010). Caribbean Utilities est une société ouverte cotée à la Bourse de Toronto (TSX:CUP.U).

Fortis Turks and Caicos est une entreprise intégrée de services publics d'électricité qui appartient en propriété exclusive indirecte à Fortis et sert plus de 9 500 clients, soit 85 % des consommateurs d'électricité des îles Turques et Caïques. Cette entreprise de services publics a répondu à une demande de pointe combinée de quelque 30 MW en 2011. Fortis Turks and Caicos est propriétaire et exploitante de lignes de transport et de distribution sur quelque 538 kilomètres. La société 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 ont baissé, passant de 1 150 GWh en 2010 à 918 GWh en 2011. Les produits annuels ont diminué, reculant de 333 millions de dollars en 2010 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 2011 et 2010.

Services publics d'électricité réglementés aux Caraïbes ⁽¹⁾				
Produits et ventes d'électricité selon les catégories de clients				
	Produits		Ventes en GWh	
	<i>(%)</i>		<i>(%)</i>	
	2011	2010	2011	2010
Résidentiel	46,6	48,6	45,5	48,3
Secteurs commercial et industriel et éclairage des voies publiques	52,5	49,4	54,5	51,7
Autres ⁽²⁾	0,9	2,0	–	–
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

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

²⁾ 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 151 MW.

Caribbean Utilities a un contrat d'achat de combustible principal avec un important fournisseur auprès duquel elle s'est engagée à acheter 80 % du combustible dont elle aura besoin pour alimenter sa centrale au diesel. Le contrat initial, d'une durée de trois ans, est arrivé à échéance en avril 2010. Caribbean Utilities continue de mener ses activités en se conformant aux modalités du contrat initial. Le contrat contient une clause de renouvellement automatique pour les exercices 2010 à 2012. Si l'une ou l'autre des parties veut résilier le contrat au cours de cette période de deux ans, un avis écrit doit être présenté au moins un an avant la date de résiliation souhaitée. En date du 31 décembre 2011, aucun avis de résiliation n'avait été donné par l'une ou l'autre partie. Ainsi, le contrat a été automatiquement renouvelé jusqu'en mai 2012. La quantité de combustible à acheter en vertu du contrat pour 2012 est d'environ 10 millions de gallons impériaux.

Fortis Turks and Caicos compte sur des centrales au diesel sur place dont la capacité de production combinée est de 65 MW pour produire l'électricité destinée à ses clients.

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

Actifs expropriés

Le 20 juin 2011, le gouvernement du Belize a adopté des dispositions législatives menant à l'expropriation de l'investissement de la société dans Belize Electricity. 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, et a classé la valeur comptable de son investissement antérieur dans l'entreprise dans les autres actifs à long terme dans le bilan consolidé. Au 31 décembre 2011, cet autre actif à long terme, y compris les effets de change, s'élevait à 106 millions de dollars.

En octobre 2011, Fortis a intenté une action auprès de la Cour suprême du Belize pour contester la légalité de l'expropriation de son investissement dans Belize Electricity. Fortis a commandé une évaluation indépendante de l'expropriation de son investissement dans Belize Electricity et a soumis sa demande de dédommagement au gouvernement du Belize en novembre 2011. De son côté, le gouvernement du Belize a commandé une évaluation indépendante 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 à la juste valeur établie selon l'évaluation de la société. La société cherche des solutions de rechange pour obtenir une indemnisation équitable du gouvernement du Belize.

Ressources humaines

Au 31 décembre 2011, les services publics d'électricité réglementés aux Caraïbes employaient 307 personnes en équivalent temps plein. Les 193 membres du personnel de Caribbean Utilities et les 114 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.

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

¹⁾ Les deux centrales de Terre-Neuve 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.

²⁾ 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 Fortis Properties, FortisBC Inc. et par Fortis au moyen de sa participation majoritaire de 51 % dans le partenariat Waneta.

Les activités de production non réglementées au Belize sont constituées des installations de production hydroélectrique Mollejón de 25 MW et de Chalillo de 7 MW et, depuis mars 2010, de celles de Vaca de 19 MW. La totalité de la production de ces centrales est vendue à Belize Electricity en vertu de contrats d'achat d'électricité 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 de cette centrale est vendue en à Cornwall Electric. Fortis Properties 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 également 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 du partenariat Exploits est vendue à Newfoundland Hydro aux termes d'une convention d'achat d'électricité 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 d'achat d'électricité qui expire en 2013. Pour valoir le 1^{er} octobre 2010, les activités de production non réglementées en Colombie-Britannique englobent la participation majoritaire de 51 % de la société dans le partenariat Waneta, dont la participation restante de 49 % revient à CPC/CBT. Les travaux de construction de l'Expansion Waneta ont démarré vers la fin de 2010 et devraient être achevés au printemps 2015 moyennant un coût estimatif de 900 millions de dollars. SNC-Lavalin a conclu un contrat d'environ 590 millions de dollars visant la conception et la construction de l'Expansion Waneta. Environ 244 millions de dollars ont été dépensés dans ce projet depuis le début de la construction à la fin de 2010. Les principales activités de construction sur le site comprennent l'excavation de la prise d'eau, de la centrale et des galeries d'amenée. La construction du projet progresse bien et respecte jusqu'à présent l'échéancier. Pour de plus amples renseignements se reporter au paragraphe 3.2.2 de la présente notice annuelle de 2011.

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 Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis. 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 389 GWh en 2011, comparativement à 427 GWh en 2010. Les produits se sont élevés à 34 millions de dollars en 2011, comparativement à 36 millions de dollars en 2010.

Le tableau suivant présente la composition des produits et des ventes d'énergie de Fortis Generation selon les emplacements pour les exercices 2011 et 2010.

Fortis Generation				
Produits et ventes d'énergie selon les emplacements				
	Produits (%)		Ventes en GWh (%)	
	2011	2010	2011	2010
Belize ⁽¹⁾	65,8	68,9	60,2	60,6
Ontario	13,3	11,2	12,0	11,7
Centre de Terre-Neuve ⁽²⁾	4,1	3,9	–	–
Colombie-Britannique	6,7	5,6	10,3	8,4
Nord de l'État de New York	10,1	10,4	17,5	19,3
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

¹⁾ Les résultats reflètent la contribution de la centrale hydroélectrique Vaca au Belize depuis sa mise en service en mars 2010.

²⁾ 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

Partenariat Exploits

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 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 2011, 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 22 hôtels comptant 4 300 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 152 000 pieds carrés de locaux pour bureaux de catégorie A et 261 places de stationnement. La construction devrait être achevée au deuxième semestre de 2013.

Les produits se sont établis à 231 millions de dollars en 2011 comparativement à 226 millions de dollars en 2010. En 2011, Fortis Properties a tiré quelque 29 % de ses produits des activités immobilières et 71 %, de l'exploitation hôtelière. En 2011, Fortis Properties a dégagé environ 44 % de son bénéfice d'exploitation des activités immobilières et 56 % 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 2011, la division immobilière affichait un taux d'occupation de 93,2 % par rapport à 94,5 % à la fin de 2010. À titre de comparaison, le taux d'occupation national moyen s'établissait à quelque 91,9 % à la fin de 2011, comparativement à 90,5 % à la fin de 2010.

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

Fortis Properties			
Immeubles de bureaux et de commerces de détail			
Immeuble ⁽¹⁾	Emplacement	Type d'immeuble	Superficie locative brute (milliers de pieds carrés)
Fort William Building	St. John's (T.-N.-L.)	Bureaux	188
Cabot Place I	St. John's (T.-N.-L.)	Bureaux	135
TD Place	St. John's (T.-N.-L.)	Bureaux	94
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	87
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	292
Blue Cross Centre	Moncton (N.-B.)	Bureaux et détail	324
Delta Regina	Regina (Sask.)	Bureaux	52
Total			2 692

¹⁾ L'immeuble Viking Mall situé à St. Anthony, à Terre-Neuve a été vendu en janvier 2011.

La division hôtelière de Fortis Properties a vu son revenu par chambre disponible, à l'exclusion de l'incidence de l'acquisition de l'hôtel Hilton Suites Winnipeg Airport en octobre 2011, atteindre 78,48 \$ pour 2011, par rapport à 76,83 \$ pour 2010. Cette hausse découle d'une augmentation du prix moyen quotidien de location, partiellement contrebalancée par une légère baisse du taux d'occupation. Le prix

moyen quotidien de location, à l'exclusion de l'incidence de l'acquisition de l'hôtel Hilton Suites Winnipeg Airport, a augmenté à 127,59 \$ en 2011, en hausse par rapport à 124,17 \$ en 2010, tandis que le taux moyen d'occupation en 2011 s'est établi à 61,5 %, en baisse par rapport à 61,9 % pour 2010. Compte tenu de l'hôtel Hilton Suites Winnipeg Airport, le revenu par chambre disponible s'est établi à 78,76 \$ pour 2011.

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

Fortis Properties Hôtels			
Hôtels	Emplacement	Nombre de chambres	Salles de conférence (en milliers de pieds carrés)
Delta St. John's	St. John's (T.-N.-L.)	403	21
Holiday Inn St. John's	St. John's (T.-N.-L.)	252	12
Sheraton Hotel Newfoundland	St. John's (T.-N.-L.)	301	18
Mount Peyton	Grand Falls-Windsor (T.-N.-L.)	148	5
Greenwood Inn Corner Brook	Corner Brook (T.-N.-L.)	102	5
Four Points by Sheraton Halifax	Halifax (N.-É.)	177	12
Delta Sydney	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	6
Holiday Inn Sarnia	Point Edward (Ont.)	217	11
Holiday Inn Cambridge	Cambridge (Ont.)	143	7
Holiday Inn Select Windsor	Windsor (Ont.)	214	17
Greenwood Inn Calgary	Calgary (Alb.)	210	9
Holiday Inn Edmonton ⁽¹⁾	Edmonton (Alb.)	224	8
Greenwood Inn Winnipeg	Winnipeg (Man.)	213	8
Hilton Suites Winnipeg Airport ⁽²⁾	Winnipeg (Man.)	160	9
Holiday Inn Lethbridge ⁽³⁾	Lethbridge (Alb.)	119	5
Holiday Inn Express and Suites Medicine Hat	Medicine Hat (Alb.)	93	1
Best Western Medicine Hat	Medicine Hat (Alb.)	122	-
Holiday Inn Express Kelowna	Kelowna (C.-B.)	190	5
Delta Regina	Regina (Sask.)	274	24
Total		4 305	220

¹⁾ En décembre 2011, l'hôtel Greenwood Inn Edmonton a changé de marque et a été renommé Holiday Inn Edmonton.

²⁾ En octobre 2011, Fortis Properties a fait l'acquisition de l'hôtel Hilton Suites Winnipeg Airport, hôtel de 160 chambres à service complet qui comporte des salles de réunion de plus de 8 500 pieds carrés.

³⁾ En juin 2011, l'hôtel Ramada Hotel and Suites Lethbridge a changé de marque et a été renommé Holiday Inn Lethbridge.

Ressources humaines

Au 31 décembre 2011, Fortis Properties employait environ 2 400 personnes en équivalent temps plein, dont quelque 47 % sont représentées par les syndicats indiqués dans le tableau suivant.

Fortis Properties			
Syndicats			
Propriété	Syndicat	Expiration de la convention	Nombre de travailleurs syndiqués
Holiday Inn St. John's	TCA – Canada	31 août 2012	55
Delta St. John's	TUAC	31 décembre 2012	256
Greenwood Inn Corner Brook	TCA – Canada	11 mars 2013	46
East Side Mario's St. John's	TCA – Canada	31 juillet 2013	90
Delta Sydney ⁽¹⁾	TCA – Canada	30 septembre 2011	76
Delta Brunswick & Brunswick Square	USW	10 juin 2013	123
Delta Regina	SCEP	3 mai 2014	173
St. John's Real Estate	FIOE	17 avril 2013	10
Sheraton Hotel Newfoundland	TCA – Canada	31 mars 2015	191
Holiday Inn Select Windsor	TUAC	30 avril 2013	49
Mount Peyton ⁽¹⁾	TUAC	1 ^{er} décembre 2011	56
Total			1 125

¹⁾ Les négociations collectives ont débuté.

4.0 RÉGLEMENTATION

Chacune des entreprises de services publics de la société est exploitée selon la méthodologie du coût du service et est réglementée par les autorités de réglementation de son territoire d'exploitation respectif. FortisBC Electric était aussi soumise à des règles d'établissement des tarifs fondées sur le rendement jusqu'à la fin de 2011, ce qui donnait à cette entreprise de services publics l'occasion de rapporter davantage que le RCP autorisé. 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 2011.

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*; et (xvii) la *Loi sur les ouvrages destinés à l'amélioration des cours d'eau internationaux*.

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*, *Greenhouse Gas Reduction Targets Act* et *Greenhouse Gas Reduction (Cap and Trade) 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 atmosphériques constitue le principal défi en matière d'environnement pour les services publics réglementés 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 gaz à effet de serre représentent à la fois des risques et des occasions pour les sociétés FortisBC Energy et, dans une moindre mesure, FortisBC Electric. 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 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.

FEI est l'une des premières entreprises de services publics au Canada à offrir des solutions d'énergie de remplacement dans le cadre de ses services d'énergie réglementés. FEI a reçu l'autorisation de la BCUC à l'égard d'un nouveau programme de gaz naturel renouvelable pour une période initiale limitée de deux ans qui prend fin en 2012. Une portion correspondant à 10 % des besoins en gaz naturel des clients abonnés proviendront de projets d'énergie renouvelable locaux qui approvisionnent en gaz le réseau. Dans le cadre de ce programme, FEI a reçu l'approbation nécessaire pour mettre en service deux projets pour la valorisation de biogaz en biométhane, qui est ensuite ajouté au réseau de transport de celle-ci. L'un de ces projets est en fonction et sa production de gaz est dirigée vers le réseau de distribution de FEI depuis septembre 2010, tandis que l'autre sera mis en fonction d'ici la fin de 2012. Le recours au biométhane contribuera à réduire les émissions produites par la décomposition de déchets tout en s'inscrivant dans les objectifs en matière de changement climatique du gouvernement de la Colombie-Britannique.

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^{er} 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.

Les sociétés FortisBC Energy sont assujetties à des exigences en matière de divulgation et d'audit externe en ce qui a trait aux émissions de GES en vertu de la réglementation intitulée *Reporting Regulations* de la *Greenhouse Gas Reduction (Cap and Trade) Act* et ont commencé en 2010 à divulguer leurs émissions de GES en conformité avec les *Reporting Regulations*. Les contrôles internes visant les processus et les systèmes de divulgation des émissions de GES ont été validés conformément aux exigences en matière de divulgation pour s'assurer d'harmoniser les paramètres existants avec les paramètres supplémentaires exigés par les nouveaux processus de divulgation. 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 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. 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'entente sur électricité avec le gouvernement de l'Î.-P.-É., ont une incidence directe sur le processus de planification de l'approvisionnement énergétique à long terme pour la province de l'Î.-P.-É. Cette loi disposait que 15 % des ventes annuelles d'énergie de Maritime Electric devraient provenir de sources d'énergie renouvelable d'ici 2010, exigences que la société a remplies en 2010 et en 2011. Aux termes de l'entente sur électricité avec le gouvernement 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. Le gouvernement de l'Î.-P.-É. entend doter l'île d'éoliennes d'une capacité de 30 MW d'ici le 1^{er} janvier 2013, et entend vendre l'énergie produite par celles-ci à Maritime Electric. L'électricité produite par un parc éolien de 10 MW, achevé en janvier 2012, est achetée par le gouvernement de l'Î.-P.-É. pour être ensuite vendue à Maritime Electric.

En 2011, le Canada a annoncé sa décision d'invoquer son droit de se retirer officiellement du Protocole de Kyoto. On ignore quelles seront les incidences de ce retrait 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, cependant, 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 en 2013. 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 chlorurofluorurocarbone 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 2011. Toutefois, le passif associé à ces obligations de mise hors service d'immobilisations n'a pas été constaté dans les états financiers consolidés pour 2011 de la société, à l'exception d'une somme de quelque 4 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 2011 et, d'après les lois, les circonstances et les faits actuels, rien ne laisse croire qu'ils auront d'importantes répercussions en 2012. 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 du risque d'affaires* 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 du risque 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 :

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

Au 14 mars 2012, 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
Actions ordinaires	189 260 794	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

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

Capital-actions	Dividendes déclarés (par action)		
	2009 ⁽¹⁾	2010 ⁽¹⁾	2011
Actions ordinaires	0,78 \$	1,41 \$	1,17 \$
Actions privilégiées de premier rang, série C	1,0219 \$	1,7031 \$	1,3625 \$
Actions privilégiées de premier rang, série E	0,9188 \$	1,5313 \$	1,2250 \$
Actions privilégiées de premier rang, série F	0,9188 \$	1,5313 \$	1,2250 \$
Actions privilégiées de premier rang, série G	0,9844 \$	1,6406 \$	1,3125 \$
Actions privilégiées de premier rang, série H ⁽²⁾	–	1,1636 \$	1,0625 \$

¹⁾ Puisque les dividendes du premier trimestre de 2010 ont été déclarés en janvier 2010, des dividendes ont été déclarés pour trois trimestres en 2009 et pour cinq trimestres en 2010.

²⁾ 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.

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 13 décembre 2011, le conseil a annoncé qu'il faisait passer le dividende trimestriel par action ordinaire de 0,29 \$ à 0,30 \$ et le premier paiement a été effectué le 1^{er} mars 2012 aux porteurs inscrits au 15 février 2012. Également le 13 décembre 2011, le conseil a déclaré un dividende pour le premier trimestre de 2012 sur les actions privilégiées de premier rang, séries C, E, F, G et H selon le taux annuel prescrit applicable, qui a été payé le 1^{er} mars 2012 aux porteurs inscrits au 15 février 2012.

Le 13 mars 2012, le conseil a déclaré un dividende pour le deuxième trimestre de 2012 de 0,30 \$ par action ordinaire et, pour les actions privilégiées de premier rang, séries C, E, F, G et H, il a déclaré un dividende pour le deuxième trimestre de 2012 en conformité avec le taux annuel prescrit. Dans chaque cas, le dividende du deuxième trimestre de 2012 sera payé le 1^{er} juin 2012 aux porteurs inscrits au 17 mai 2012.

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 5 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série C, donnent droit à des dividendes privilégiés fixes et cumulatifs au comptant à raison de 1,3625 \$ l'action par année. À compter du 1^{er} 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^{er} juin 2012, pour 25,25 \$ l'action si elles sont rachetées à compter du 1^{er} juin 2012, mais avant le 1^{er} juin 2013 et pour 25,00 \$ l'action si elles sont rachetées à compter du 1^{er} 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^{er} 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^{er} 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 7 993 500 actions ordinaires privilégiées de premier rang, série E donnent droit à des dividendes privilégiés fixes et cumulatifs au comptant à raison de 1,2250 \$ l'action par année. À compter du 1^{er} 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^{er} juin 2013, pour 25,50 \$ l'action si elles sont rachetées au cours de la période de douze mois commençant le 1^{er} juin 2014, pour 25,25 \$ l'action si elles sont rachetées au cours de la période de douze mois commençant le 1^{er} juin 2015 et pour 25,00 \$ l'action si elles sont rachetées à compter du 1^{er} juin 2016, majoré dans chacun des cas, de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement. À compter du 1^{er} 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^{er} septembre 2016, chaque action privilégiée de premier rang, série E pourra être convertie, au gré du porteur, le premier jour ouvrable de septembre, décembre, mars et juin de chaque année, en un nombre d'actions ordinaires entièrement libérées et négociables sur le marché libre correspondant au quotient de la somme de 25,00 \$, majorée de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour la conversion, exclusivement, par 1,00 \$ ou 95 % du cours des actions ordinaires à cette date, selon le montant le plus élevé. Si un porteur d'actions privilégiées de premier rang, série E choisit de convertir ces actions en actions ordinaires, la société peut racheter ces actions privilégiées de premier rang, série E au comptant ou peut prendre les arrangements nécessaires pour la vente de ces actions à d'autres acheteurs.

Actions privilégiées de premier rang, série F

Les 5 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série F donnent droit à des dividendes privilégiés fixes et cumulatifs au comptant à raison de 1,2250 \$ l'action par année. À compter du 1^{er} 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^{er} décembre 2012, à 25,75 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1^{er} décembre 2012, mais avant le 1^{er} décembre 2013, à 25,50 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1^{er} décembre 2013, mais avant le 1^{er} décembre 2014, à 25,25 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1^{er} décembre 2014, mais avant le 1^{er} décembre 2015 et à 25,00 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1^{er} décembre 2015, majoré dans chaque cas de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date prévue pour le rachat, exclusivement.

Actions privilégiées de premier rang, série G

Les 9 200 000 actions privilégiées de premier rang, série G donnent 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^{er} septembre 2013, ainsi que le 1^{er} septembre de chaque période quinquennale par la suite, la société peut, à son gré, racheter au comptant, en totalité en tout temps ou en partie de temps à autre, les actions privilégiées de premier rang, série G en circulation, au prix de 25,00 \$ l'action, majoré dans chaque cas de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement.

Actions privilégiées de premier rang, série H

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

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

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

Débetures convertibles

Des débetures convertibles subordonnées non garanties de la société d'un montant en capital de 40 millions de dollars US ont été converties au gré du porteur en 1,4 million d'actions ordinaires de Fortis à 29,63 \$ (29,11 \$ US) par action en novembre 2011, comme le permet la convention relative à la dette.

Clauses restrictives applicables aux distributions de dividendes

L'acte de fiducie portant sur les débetures 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 800 millions de dollars venant à échéance en juillet 2015 et pouvant servir aux besoins généraux de la société, y compris des acquisitions. À tout moment avant l'échéance, la société peut donner un avis écrit afin de faire passer le montant disponible aux termes de la facilité à un milliard de dollars. 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 2011 et 2010, 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 15 mars 2012.

Fortis Notations			
Société	DBRS	S&P	Moody's
Fortis	A (faible), sous surveillance (dette non garantie)	A-, sous surveillance, perspective négative (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-, sous surveillance, perspective négative (dette de premier rang non garantie)	Baa1, perspective stable (dette de premier rang non garantie)
FortisBC Electric	A (faible), perspective stable (dette de premier rang 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.

En février 2012, DBRS a mis la notation de la société sous surveillance avec des perspectives en évolution, et S&P a mis la notation de la société sous surveillance avec des perspectives négatives après l'annonce par Fortis de l'acquisition de CH Energy Group. En outre, S&P a mis la notation de Fortis Alberta sous surveillance avec des perspectives négatives en raison de la mise sous surveillance de la notation de Fortis. Se reporter également à la rubrique *Acquisition projetée*, à l'article 2.2 de la présente notice annuelle de 2011.

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 et les actions privilégiées de premier rang, série H de Fortis sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto sous les symboles FTS, FTS.PR.C, FTS.PR.E, FTS.PR.F, FTS.PR.G et FTS.PR.H, 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 et des actions privilégiées de premier rang, série H, ainsi que le volume des opérations sur celles-ci, à chaque mois pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011.

Fortis						
Cours et volume des opérations pour 2011						
Mois	Actions ordinaires			Actions privilégiées de premier rang, série C		
	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier	34,74	33,30	7 432 455	26,89	26,05	161 956
Février	35,45	32,30	9 925 791	26,10	25,60	329 057
Mars	33,59	31,53	10 482 063	25,85	25,63	81 458
Avril	33,28	31,05	5 367 214	26,33	26,00	71 764
Mai	33,85	31,98	15 795 186	26,19	25,54	463 532
Juin	33,05	30,79	9 954 946	26,04	25,75	348 223
Juillet	32,85	31,53	5 183 546	26,49	25,85	80 991
Août	32,75	28,24	14 509 526	26,45	25,86	34 748
Septembre	33,78	31,44	11 207 968	26,14	25,55	135 005
Octobre	34,39	31,32	7 950 203	26,26	25,60	75 014
Novembre	34,16	31,32	18 591 643	26,45	25,75	123 447
Décembre	33,62	31,97	9 940 675	26,21	25,65	187 813
Mois	Actions privilégiées de premier rang, série E			Actions privilégiées de premier rang, série F		
	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier	27,59	26,75	163 482	23,50	22,76	66 772
Février	26,87	26,31	236 757	23,75	22,61	59 272
Mars	27,00	26,21	36 423	23,88	22,90	87 710
Avril	27,07	26,45	29 389	23,81	23,00	44 696
Mai	27,34	26,74	272 521	24,00	23,05	87 756
Juin	27,24	26,61	143 830	24,25	23,16	74 591
Juillet	27,53	26,80	16 908	24,79	24,01	46 339
Août	27,86	26,51	367 951	25,10	23,68	67 083
Septembre	27,00	26,59	60 562	25,00	24,33	52 951
Octobre	27,22	26,50	126 929	26,24	24,50	96 924
Novembre	28,12	27,11	114 823	25,69	24,92	56 811
Décembre	27,45	26,98	28 011	26,41	24,98	39 355
Mois	Actions privilégiées de premier rang, série G			Actions privilégiées de premier rang, série H		
	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier	26,62	25,95	51 868	25,90	25,25	192 555
Février	26,49	25,53	57 289	25,91	25,25	96 073
Mars	26,57	25,56	110 302	25,73	24,97	163 231
Avril	26,58	26,25	94 098	25,52	25,05	101 246
Mai	26,50	25,88	97 923	26,50	25,14	96 623
Juin	26,99	25,88	128 971	25,96	25,25	251 857
Juillet	26,30	25,81	68 285	25,95	25,21	67 873
Août	26,40	25,34	75 920	26,00	25,14	156 853
Septembre	26,30	25,58	110 543	26,05	25,00	94 461
Octobre	26,58	25,80	69 175	26,00	25,10	48 926
Novembre	26,19	25,43	107 174	25,84	25,10	95 476
Décembre	26,65	25,70	40 271	26,00	25,29	210 693

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^e anniversaire de leur première élection au conseil. Cette politique ne s'applique pas à M. Marshall, dont les fonctions auprès du conseil sont reliées à son mandat de chef de la direction. Le tableau suivant présente les nom et municipalité de résidence de chacun des administrateurs de Fortis, ainsi que leurs postes principaux au cours des cinq dernières années.

Administrateurs de Fortis	
Nom	Postes principaux au cours des cinq dernières années
PETER E. CASE ⁽¹⁾ Kingston (Ontario)	M. Case, 57 ans, administrateur de sociétés, a quitté en février 2003 son poste de directeur général du service institutionnel de recherche sur les actions de Marchés mondiaux CIBC après une carrière de 17 ans en tant qu'analyste dans le secteur des services publics et des pipelines. M. Case a ensuite été consultant auprès d'entreprises de services publics et des autorités de réglementation de ce secteur durant trois ans. Avant d'entrer en fonction chez CIBC, il a été administrateur délégué de BMO Nesbitt Burns. Il a obtenu un baccalauréat ès arts et une maîtrise en administration des affaires de la Queen's University et une maîtrise en théologie du Wycliffe College de la University of Toronto. Il a été élu au conseil pour la première fois en mai 2005 et est président du comité d'audit du conseil depuis mars 2011. M. Case a été administrateur de FortisOntario de 2003 à 2010 et président du conseil d'administration de FortisOntario de 2009 à 2010. Il ne siège pas à titre d'administrateur d'autres émetteurs assujettis.
FRANK J. CROTHERS ⁽²⁾ Nassau, Bahamas	M. Crothers, 67 ans, est président du conseil et chef de la direction d'Island Corporate Holdings Limited, société établie à Nassau, aux Bahamas. 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 Limited (auparavant, P.P.C. Limited), 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 Templeton Mutual Funds, Talon Metals Corp. et AML Limited.
IDA J. GOODREAU ⁽³⁾ Vancouver (Colombie-Britannique)	M ^{me} Goodreau, 60 ans, est professeure adjointe à la Sauder School of Business et directrice des stratégies du Center for Healthcare Management 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. Avant de travailler dans le domaine de la santé, elle a occupé plusieurs postes de haute direction auprès de plusieurs sociétés canadiennes et internationales des secteurs des pâtes et papiers et du gaz naturel. M ^{me} Goodreau est titulaire d'un baccalauréat en commerce et d'une maîtrise en administration des affaires de la University of Windsor et d'un baccalauréat en études anglaises et en économie de la University of Western Ontario. Elle a été élue pour la première fois au conseil en mai 2009. Elle a siégé au conseil d'administration de plusieurs sociétés ouvertes et publiques et occupe un poste d'administratrice de FHI et de FortisBC Inc. depuis 2007 et 2010 respectivement. M ^{me} Goodreau ne siège pas à titre d'administratrice d'autres émetteurs assujettis.

Administrateurs de Fortis (suite)	
Nom	Postes principaux au cours des cinq dernières années
DOUGLAS J. HAUGHEY ⁽¹⁾ Calgary (Alberta)	M. Haughey, 55 ans, est président et chef de la direction de Provident Energy Ltd., qui est propriétaire et(ou) exploitante d'une entreprise de transformation et de commercialisation de liquides de gaz naturel. De 1999 à 2008, M. Haughey a occupé plusieurs postes de haute direction auprès de Spectra Energy et de sociétés remplacées. Il a assuré la direction générale de ses activités dans le secteur médian lié au gaz naturel dans l'ouest canadien, a été président et chef de la direction de Spectra Energy Income Fund et a également dirigé les équipes du développement stratégique et des fusions et acquisitions centralisées à Houston, au Texas. M. Haughey est titulaire d'un baccalauréat en administration de la University of Regina et d'une maîtrise en administration des affaires de la University of Calgary. Il détient également l'accréditation IAS.A. de l'Institut des administrateurs de sociétés. Il a été élu pour la première fois au conseil en mai 2009. M. Haughey est devenu administrateur de FortisAlberta en 2010 et est actuellement administrateur de Provident Energy Ltd.
H. STANLEY MARSHALL Paradise (Terre-Neuve-et-Labrador)	M. Marshall, 61 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 sociétés de services publics de Fortis en Colombie-Britannique, en Ontario et dans les Caraïbes et au conseil de Fortis Properties Corporation. Il est également administrateur d'Enerflex Ltd.
JOHN S. McCALLUM ⁽¹⁾⁽²⁾ Winnipeg (Manitoba)	M. McCallum, 68 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.
HARRY McWATTERS ⁽²⁾ Summerland (Colombie-Britannique)	M. McWatters, 66 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.

Administrateurs de Fortis (suite)	
Nom	Postes principaux au cours des cinq dernières années
RONALD D. MUNKLEY ⁽²⁾⁽³⁾ Mississauga (Ontario)	M. Munkley, 65 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.
DAVID G. NORRIS ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾ St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador)	M. Norris, 64 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 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.
MICHAEL A. PAVEY ⁽¹⁾⁽³⁾ Moncton (Nouveau-Brunswick)	M. Pavey, 64 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 en matières réglementaires et financières auprès de Corporation TransAlta. 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.

Administrateurs de Fortis (suite)	
Nom	Postes principaux au cours des cinq dernières années
ROY P. RIDEOUT ⁽²⁾⁽³⁾ Halifax (Nouvelle-Écosse)	M. Rideout, 64 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.

¹⁾ Ces personnes siègent au comité d'audit

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

³⁾ Ces personnes siègent au comité des ressources humaines

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

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

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

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

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

⁴⁾ M^{me} Hynes a été nommée secrétaire adjointe en date du 8 décembre 1999. Elle s'est jointe à Fortis à titre de directrice, relations avec les épargnants et relations publiques, en octobre 1999; auparavant, elle travaillait pour Newfoundland Power.

En date du 31 décembre 2011, les administrateurs et les dirigeants de Fortis étaient directement ou indirectement propriétaires véritables, en tant que groupe, de 717 472 actions ordinaires, soit 0,4 % des actions ordinaires émises et en circulation de Fortis, ou exerçaient une emprise sur ces actions. Les actions ordinaires sont les seuls titres comportant droit de vote de la société.

11.0 COMITÉ D'AUDIT

11.1 Formation et expérience

La formation et l'expérience de chaque membre du comité d'audit qui sont pertinentes à ses responsabilités à ce titre sont mentionnées ci-dessous. Au 31 décembre 2011, le comité d'audit était composé des personnes suivantes.

Fortis Comité d'audit	
Name	Formation et expérience pertinentes
PETER E. CASE (<i>président</i>) Kingston (Ontario)	M. Case a pris sa retraite en février 2003, à titre de directeur général du service institutionnel de recherche sur les actions pour Marchés mondiaux CIBC. Il a obtenu un baccalauréat ès arts et une maîtrise en administration des affaires de la Queen's University, ainsi qu'une maîtrise en théologie du Wycliffe College de la University of Toronto.
DOUGLAS J. HAUGHEY Calgary (Alberta)	M. Haughey est président et chef de la direction de Provident Energy Ltd. Il est titulaire d'un baccalauréat en administration de la University of Regina et d'une maîtrise en administration des affaires de la University of Calgary. Il détient également l'accréditation IAS.A. de l'Institut des administrateurs de sociétés.
JOHN S. McCALLUM Winnipeg (Manitoba)	M. McCallum est professeur de finances à l'Université du Manitoba. Il a obtenu un diplôme ès arts (sciences économiques) et un baccalauréat ès sciences (mathématiques) de l'Université de Montréal. M. McCallum a obtenu une maîtrise en administration des affaires de la Queen's University et un doctorat en finances de la University of Toronto.
DAVID G. NORRIS St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador)	M. Norris 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 de la Memorial University of Newfoundland et une maîtrise en administration des affaires de la McMaster University.
MICHAEL A. PAVEY Moncton (Nouveau-Brunswick)	M. Pavey a quitté son poste de vice-président directeur et chef des finances de Major Drilling Group International Inc. en septembre 2006. Avant de se joindre à Major Drilling Group International Inc. en 1999, il occupait des fonctions de haute direction en matières réglementaires et financières auprès de Corporation TransAlta. 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;

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;

ICCA s'entend de l'Institut Canadien des Comptables Agréés ou de tout organisme remplaçant;

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 ou au 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;

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. Il incombe au comité de superviser l'auditeur interne.
 - 2.7. Le comité doit surveiller le programme de gestion des risques d'entreprise et faire rapport de l'évolution de celui-ci.
3. Supervision du mandat du comité d'audit et des politiques s'y rapportant
- De manière périodique, le comité passera en revue le mandat du comité d'audit et les politiques suivantes, puis en fera rapport au conseil :
- 3.1. Politique relative aux rapports sur les allégations de conduite inappropriée présumée ou d'actes répréhensibles présumés;
 - 3.2. Politique relative aux instruments financiers dérivés et aux couvertures;
 - 3.3. Politique d'approbation préalable des services d'audit et des services non liés à l'audit;
 - 3.4. Politique relative à l'engagement de membres du personnel de cabinets d'auditeurs indépendants;
 - 3.5. Politique relative au rôle et au fonctionnement de l'audit interne; et
 - 3.6. Toutes les autres politiques pouvant être mises sur pied de temps à autre concernant les processus de présentation et de communication de l'information comptable et financière, la supervision des activités d'audit externe des états financiers de la société et la supervision de la fonction d'audit interne.

E. Obligation de rendre compte

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

F. Autres obligations

1. Le comité doit exercer les autres fonctions qui lui sont attribuées de temps à autre par le conseil.
2. Le comité peut approuver l'engagement, par le comité ou tout administrateur, dans les circonstances qu'il juge souhaitables et aux frais de la société, d'experts-conseils ou de personnes externes dotés de compétences spécialisées.

11.3 Politiques et procédures d'approbation préalable

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

11.4 Honoraires de l'auditeur externe

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

Fortis		
Honoraires versés pour services de l'auditeur externe		
(en milliers de dollars)		
Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.	2011	2010
Honoraires d'audit ⁽¹⁾⁽²⁾	2 518	2 535
Honoraires pour services liés à l'audit ⁽²⁾	1 146	775
Honoraires pour services fiscaux	153	202
Honoraires pour services non liés à l'audit	145	–
Total	3 962	3 512

¹⁾ A trait aux états financiers préparés selon les PCGR du Canada.

²⁾ Les honoraires d'audit et pour services liés à l'audit de 2010 ont été retraités conformément à la présentation adoptée pour l'exercice en cours.

Le fait que les honoraires pour services liés à l'audit aient augmenté par rapport à l'exercice précédent 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^{er} janvier 2012, notamment des audits et des examens effectués à l'égard des états financiers consolidés annuels et trimestriels de la société pour 2011, avec les données comparatives de 2010, préparés selon les PCGR des États-Unis. Les honoraires pour services non liés à l'audit avaient trait à du travail effectué pour Caribbean Utilities en 2011 à l'égard de la réclamation d'assurance de la société découlant de dommages survenus à un groupe turbine-alternateur. Les honoraires pour services non liés à l'audit ont été approuvés au préalable par le comité d'audit de Caribbean Utilities et n'ont pas d'incidence sur l'indépendance d'Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.

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 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^e 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.computershare.com/fortisinc

13.0 AUDITEURS

L'auditeur de la société est Ernst & Young, s.r.l./s.e.n.c.r.l., comptables agréés, The Fortis Building, 139 Water Street, 7^e étage, St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador) A1C 1B2. Les états financiers de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011 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 2011 contenus dans le rapport annuel aux actionnaires de Fortis Inc. pour 2011, lesquelles pages sont intégrées aux présentes par renvoi. Des renseignements supplémentaires concernant la société sont disponibles sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

Des renseignements supplémentaires, notamment des renseignements concernant la rémunération des dirigeants et les prêts qui leur sont consentis, les principaux porteurs des titres de Fortis, les options d'achat de titres et les intérêts des initiés dans des opérations importantes, le cas échéant, sont présentés dans la circulaire de sollicitation de procurations par la direction de Fortis datée du 19 mars 2012 relativement à l'assemblée annuelle des actionnaires du 4 mai 2012. Des renseignements financiers additionnels sont aussi présentés dans les états financiers consolidés audités pour 2011 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 2011. 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.