



FORTIS INC.

NOTICE ANNUELLE

POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2017

Le 14 février 2018

NOTICE ANNUELLE

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2017
Datée du 14 février 2018

TABLE DES MATIÈRES

Énoncés prospectifs	2	Politiques sociales et axées sur la diversité.....	24
Définitions	3	Environnement, durabilité et supervision de la	
Structure de l'entreprise.....	6	réglementation	24
Dénomination et constitution.....	6	Éventualités environnementales	25
Liens intersociétés	6	Structure du capital et dividendes.....	25
Évolution générale des activités	7	Description de la structure du capital	25
Survol	7	Dividendes et distributions	25
Historique sur les trois derniers exercices.....	7	Placements antérieurs	27
Perspectives	8	Notations du crédit	27
Description des activités	8	Administrateurs et dirigeants.....	28
Services publics réglementés aux États-Unis.....	8	Comité d'audit.....	31
ITC	8	Membres.....	31
UNS Energy.....	11	Formation et expérience	31
Central Hudson.....	14	Politiques et procédures d'approbation préalable	32
Services publics réglementés au Canada	15	Honoraires pour les services de l'auditeur externe	32
FortisBC Energy	15	Agent des transferts et agent chargé de la tenue des	
FortisAlberta.....	16	registres	32
FortisBC Electric	17	Auditeurs	32
Est du Canada	19	Renseignements supplémentaires	33
Services publics réglementés aux Caraïbes.....	21		
Activités non réglementées	22	Supplément A : Sommaire des modalités des titres	
Infrastructures énergétiques	22	autorisés	34
Siège social et autres.....	22	Supplément B : Marché pour les titres	37
Ressources humaines	22	Supplément C : Mandat du comité d'audit.....	39
Poursuites judiciaires et instances réglementaires	23	Supplément D : Contrats importants	46
Facteurs de risque	24		
Responsabilité sociale de l'entreprise	24		

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

La notice annuelle suivante de 2017 a été préparée conformément au *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue*. L'information financière pour 2017 et les périodes comparatives contenue dans la notice annuelle de 2017 a été préparée selon les PCGR des États-Unis et elle est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire. Certains termes et expressions utilisés aux présentes sont définis sous la rubrique « Définitions » à la page 3.

À moins d'indication contraire, les renseignements contenus dans la notice annuelle de 2017 sont en date du 31 décembre 2017.

Dans la présente notice annuelle, Fortis inclut de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables du Canada, et des « renseignements prospectifs » au sens de l'expression correspondante de la loi des États-Unis intitulée Private Security Litigation Reform Act of 1995, collectivement appelés l'« information prospective ». L'information prospective incluse dans la présente notice annuelle reflète les attentes de la direction de Fortis concernant la croissance, les résultats d'exploitation, le rendement, les perspectives et les occasions d'affaires futurs. Chaque fois que cela est possible, les mots comme « prévoit », « croit », « établit au budget », « pourrait », « estime », « s'attend », « entend », « peut », « devrait », « projette », « fera », « ferait », « cible » et la forme négative de ces termes et expressions et d'autres termes et expressions similaires ont été utilisés pour recenser l'information prospective, qui inclut, notamment, les dépenses en immobilisations brutes consolidées prévisionnelles de la société pour la période allant de 2018 à 2022; l'attente selon laquelle la croissance durable à long terme de la base tarifaire soutiendra la croissance continue du bénéfice et des dividendes; la croissance du dividende annuel moyen cible jusqu'en 2022; l'incidence de la réforme fiscale des États-Unis sur le bénéfice par action de la société, les flux de trésorerie des services publics réglementés de la société aux États-Unis et la croissance de la base tarifaire; l'attente selon laquelle les revenus attribués qui sont constatés par ITC et proviennent des entités canadiennes qui résident sur l'interface de l'Ontario et du Manitoba ne sont pas censés être importants pour ITC; l'attente selon laquelle TEP a une capacité de production suffisante, jumelée aux CAE existants et aux ajouts prévus à la production des centrales, pour répondre aux besoins de sa clientèle et aux exigences de la demande de pointe future; l'attente selon laquelle les changements dans les coûts d'approvisionnement en énergie peuvent augmenter les prix de l'électricité d'une manière nuisant aux ventes de Newfoundland Power; le moment prévu du dépôt des demandes réglementaires, ainsi que de la réception et de l'issue des décisions réglementaires; le moment prévu de la mise en service du moteur de 8,75 MW par Fortis TCI; et la quote-part prévue de TEP dans les coûts de remise en état des mines.

On a appliqué certaines hypothèses et certains facteurs importants pour tirer les conclusions contenues dans l'information prospective, y compris, notamment : la réception des approbations réglementaires applicables et des ordonnances tarifaires demandées, sans que les principales décisions réglementaires reçues soient défavorables et l'attente d'une stabilité de la réglementation; l'absence de dépassement de coûts importants d'un projet d'immobilisations ou d'un financement lié aux projets d'immobilisations de la société; l'exercice, par le conseil d'administration, de sa discrétion de déclarer des dividendes, compte tenu du rendement commercial et de la situation financière de la société; 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 d'entretenir les réseaux d'électricité et de gaz 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; des liquidités et des sources de capital suffisantes; le maintien de mécanismes approuvés par les autorités de réglementation qui permettent de transférer les coûts du gaz naturel et de l'approvisionnement énergétique dans les tarifs imposés à la clientèle; la capacité de couvrir l'exposition à la variation des taux de change, des prix du gaz naturel et de l'électricité; 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 renouvelable; la disponibilité continue de l'approvisionnement en gaz naturel, en combustible, en charbon 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 provisionner les régimes de retraite à prestations déterminées, de produire les taux de rendement à long terme hypothétiques à l'égard des actifs connexes et de récupérer la charge de retraite nette dans les tarifs imposés aux clients; l'absence de modifications importantes des plans énergétiques gouvernementaux, ainsi que des lois et règlements environnementaux qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur la société et ses filiales; le maintien de couvertures d'assurance adéquates; la capacité d'obtenir et de maintenir les licences et les permis; la conservation des territoires de desserte existants; le maintien du régime d'imposition différée du bénéfice tiré des activités étrangères de la société; le maintien des infrastructures de technologies de l'information et l'absence d'une atteinte importante à la cybersécurité; le maintien de relations favorables avec les Premières Nations; des relations de travail favorables; le fait que la société puisse évaluer selon une exactitude raisonnable le bien-fondé des instances judiciaires en cours et la responsabilité éventuelle s'y rapportant; et des ressources humaines suffisantes pour offrir des services et mettre en œuvre le programme d'immobilisations.

L'information prospective comporte des risques, des incertitudes et des hypothèses considérables. Fortis avertit les lecteurs que divers facteurs peuvent faire différer considérablement les résultats, le rendement ou les réalisations réels des résultats que l'information prospective commente ou laisse entendre. Ces facteurs devraient être étudiés attentivement, et on ne saurait accorder une confiance induite à l'information prospective. Pour des renseignements supplémentaires sur certains de ces facteurs de risque, il y a lieu de consulter le rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2017 sous la rubrique « Gestion des risques d'affaires » et les documents d'information continue que Fortis dépose de temps à autre auprès des autorités de réglementation en valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission. Les principaux facteurs de risque pour 2018 incluent, notamment, l'incertitude liée à l'issue des instances réglementaires concernant les services publics de la société; l'incidence des fluctuations des taux de change; l'incidence de la loi intitulée Tax Cuts and Jobs Act sur les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie futurs de la société; le risque lié à l'incidence d'un conjoncture économique moins favorable sur les résultats d'exploitation de la société; le risque lié à la capacité de la société de continuer à respecter le paragraphe 404(a) de la loi intitulée Sarbanes-Oxley Act of 2002 et les règles s'y rapportant de l'organisme Securities and Exchange Commission des États-Unis, ainsi que du Public Company Accounting Oversight Board; le risque lié à la réalisation du programme de dépenses en immobilisations de la société pour 2018, y compris l'achèvement des principaux projets d'immobilisations selon les calendriers prévus, ainsi qu'aux moments envisagés; et l'incertitude du moment et de l'accès aux marchés financiers pour l'obtention d'un financement suffisant et rentable destiné à financer, notamment, les dépenses en immobilisations et le remboursement de la dette venant à échéance.

Toute l'information prospective fournie dans la présente notice annuelle est donnée à la date de cette notice annuelle, et la société décline toute intention ou obligation de mettre à jour ou de réviser toute information prospective par suite de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement.

DÉFINITIONS

Certains termes et expressions utilisés dans la présente notice annuelle de 2017 sont définis ci-dessous :

- « \$ » s'entend du dollar canadien;
- « \$ US » s'entend du dollar américain;
- « ACGS » s'entend de Aitken Creek Gas Storage ULC;
- « Aitken Creek » s'entend de l'installation de stockage de gaz naturel Aitken Creek;
- « actions ordinaires » s'entend des actions ordinaires de la société;
- « Algoma Power » s'entend d'Algoma Power Inc.;
- « APS » s'entend d'Arizona Public Service Company;
- « AUC » s'entend de l'organisme appelé Alberta Utilities Commission;
- « auditeur externe » s'entend du cabinet de comptables professionnels 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;
- « BC Hydro » s'entend de l'organisme appelé BC Hydro and Power Authority;
- « BCUC » s'entend de l'organisme appelé British Columbia Utilities Commission;
- « BECOL » s'entend de Belize Electric Company Limited;
- « Belize Electricity » s'entend de Belize Electricity Limited;
- « BEPC » s'entend de Brilliant Expansion Power Corporation;
- « Bourse TSX » s'entend de la Bourse de Toronto;
- « BPC » s'entend de Brilliant Power Corporation;
- « CA » s'entend du courant alternatif;
- « CAE » s'entend d'un contrat d'achat d'électricité;
- « Caribbean Utilities » s'entend de Caribbean Utilities Company, Ltd.;
- « CC » s'entend du courant continu;
- « CCC » s'entend de la convention de la centrale Canal;
- « CEC » s'entend de Consumers Energy Company;
- « Central Hudson » s'entend de Central Hudson Gas & Electric Corporation;
- « CEO » s'entend de la Commission de l'énergie de l'Ontario;
- « CH Energy Group » s'entend de CH Energy Group Inc.;
- « Compagnie d'énergie Niagara » s'entend de Compagnie canadienne d'énergie Niagara;
- « conseil » s'entend du conseil d'administration de la société;
- « Cornwall Electric » s'entend de Cornwall Street Railway, Light and Power Company, Limited;
- « CPC/CBT » s'entend de Columbia Power Corporation et de Columbia Basin Trust;
- « DBRS » s'entend de DBRS Limited;
- « DTE » s'entend de DTE Electric Company;
- « direction » s'entend, collectivement, des membres de la haute direction de la société;
- « EDGAR » s'entend du système électronique de collecte de données, d'analyse et d'extraction (Electronic Data Gathering, Analysis and Retrieval) qui peut être consulté à l'adresse www.sec.gov;
- « Énergie NB » s'entend de Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick;
- « entreprises de services publics d'électricité dans l'est du Canada » s'entend, collectivement, des activités de Newfoundland Power, de Maritime Electric et de FortisOntario;
- « états financiers consolidés audités pour 2017 » s'entend des états financiers consolidés audités de la société aux 31 décembre 2017 et 2016 et pour les exercices clos à ces dates et des notes afférentes à ceux-ci;
- « Ethos » s'entend de EthosEnergy Power Plant Services, LLC;
- « É.-U. » s'entend des États-Unis d'Amérique;
- « Expansion Waneta » s'entend de l'expansion de la centrale hydroélectrique Waneta de 335 MW;
- « FAES » désigne FortisBC Alternative Energy Services Inc.;
- « FERC » s'entend de la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis;
- « FHI » s'entend de FortisBC Holdings Inc., société mère de FortisBC Energy;
- « filiales d'exploitation réglementées de ITC » s'entend, collectivement, de ITC Transmission, de METC, de ITC Midwest, de ITC Great Plains et de ITC Interconnection;

« **filiales d'exploitation de ITC réglementées par MISO** » s'entend de ITC Transmission, de METC et de ITC Midwest ensemble;

« **FIOE** » s'entend de la Fraternité internationale des ouvriers en électricité;

« **Fitch** » s'entend de Fitch Ratings Inc.;

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

« **Fortis Alberta** » s'entend de Fortis Alberta Inc.;

« **FortisBC Electric** » s'entend, collectivement, des activités de FortisBC Inc. et de celles de sa société mère, FortisBC Pacific Holdings Inc.;

« **FortisBC Energy** » s'entend de FortisBC Energy Inc.;

« **FortisOntario** » s'entend de FortisOntario Inc.;

« **Fortis Properties** » s'entend de Fortis Properties Corporation;

« **FortisTCI** » s'entend de FortisTCI Limited;

« **Fortis Turks and Caicos** » s'entend, collectivement, de FortisTCI et de Turks and Caicos Utilities Limited;

« **FortisUS** » s'entend de FortisUS Inc.;

« **FortisUS Holdings** » s'entend de FortisUS Holdings Nova Scotia Limited;

« **FortisWest** » s'entend de FortisWest Inc.;

« **GES** » s'entend des gaz à effet de serre;

« **GIC** » s'entend de GIC Private Limited;

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

« **IPL** » s'entend de Interstate Power and Light Company;

« **ITC** » s'entend de ITC Holdings, ainsi que de toutes ses filiales;

« **ITC Great Plains** » s'entend de ITC Great Plains, LLC;

« **ITC Holdings** » s'entend de ITC Holdings Corp.;

« **ITC Interconnection** » s'entend de ITC Interconnection LLC;

« **ITC Investment Holdings** » s'entend de ITC Investment Holdings Inc.;

« **ITC Midwest** » s'entend de ITC Midwest LLC;

« **ITC Transmission** » s'entend de International Transmission Company;

« **Maritime Electric** » s'entend de Maritime Electric Company, Limited;

« **METC** » s'entend de Michigan Electric Transmission Company;

« **MISO** » s'entend de Midcontinent Independent System Operator, Inc.

« **Moody's** » s'entend de Moody's Investors Service;

« **Newfoundland Hydro** » s'entend de Newfoundland and Labrador Hydro Corporation;

« **Newfoundland Power** » s'entend de Newfoundland Power Inc.;

« **notice annuelle de 2017** » ou « **notice annuelle** » s'entend de la présente notice annuelle de la société relative à l'exercice terminé le 31 décembre 2017;

« **NYSE** » s'entend de la New York Stock Exchange;

« **partenariat Waneta** » s'entend de la société en commandite Expansion Waneta;

« **partenariat Wataynikaneyap** » s'entend du partenariat Wataynikaneyap Power;

« **PCAOB** » s'entend de l'organisme Public Company Accounting Oversight Board;

« **PCGR des États-Unis** » s'entend des principes comptables généralement reconnus aux É.-U.;

« **PIRAG** » s'entend du programme incitatif de rationalisation des approvisionnements en gaz de FortisBC Energy;

« **PNM** » s'entend de l'organisme du Nouveau-Mexique appelé Public Service Company;

« **PUB** » s'entend de l'organisme appelé Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities;

« **rapport de gestion** » s'entend du rapport de gestion de la société préparé conformément au *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue*, à l'égard des états financiers consolidés annuels de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2017;

« **réforme fiscale des É.-U.** » s'entend de la loi intitulée *Tax Cuts and Jobs Act*, promulguée par le président des États-Unis le 22 décembre 2017;

« **S&P** » s'entend de Financial Services LLC de Standard & Poor's;

« **SCFP** » s'entend du Syndicat canadien de la fonction publique;

« **SEC** » s'entend de l'organisme des États-Unis appelé Securities and Exchange Commission;

« **SEDAR** » s'entend du Système électronique de données, d'analyse et de recherche des Autorités canadiennes en valeurs mobilières accessible à l'adresse www.sedar.com;

« **SEPB** » s'entend du Syndicat canadien des employées et employés professionnels et de bureau;

« **SIERE** » s'entend de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario;

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

« **SPP** » s'entend de Southwest Power Pool, Inc.;

« **SRP** » s'entend du Salt River Project Agricultural Improvement and Power District;

« **Teck** » s'entend de Teck Resources Limited;

« **TEP** » s'entend de Tucson Electric Power Company;

« **TransCanada** » s'entend de TransCanada Pipelines Limited;

« **transport et distribution** » s'entend des activités de transport et de distribution;

« **UGM** » s'entend d'une usine de gaz manufacturé;

« **UNS Electric** » et « **UNSE** » s'entend de UNS Electric, Inc.;

« **UNS Energy** » s'entend de UNS Energy Corporation;

« **UNS Gas** » s'entend de UNS Gas, Inc.; et

« **UUWA** » s'entend de l'organisme appelé United Utility Workers' Association of Canada.

Conversions

1 litre = 0,22 gallon impérial

1 kilomètre = 0,62 mille

Les conversions effectuées à l'aide des facteurs précités sur les données arrondies qui paraissent dans la présente notice annuelle peuvent, en conséquence, donner lieu à de modestes écarts par rapport aux données déclarées.

Certains renseignements présentés dans la présente notice annuelle sont donnés en unités métriques, alors que certains autres sont donnés en unités impériales.

Mesures

GW Gigawatt(s)

GWh Gigawattheure(s)

km Kilomètre(s)

kV Kilovolt(s)

MW Mégawatt(s)

MWh Mégawattheure(s)

TJ Térajoule(s)

PJ Pétajoule(s)

STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

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 clauses de prorogation de la société ont été modifiées : i) le 13 octobre 1987 afin de changer sa dénomination pour Fortis; ii) le 15 octobre 1987 afin d'y énoncer les droits, privilèges, restrictions et conditions rattachés aux actions ordinaires; iii) le 11 septembre 1990 afin de désigner 2 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série A; iv) le 22 juillet 1991 afin de remplacer les droits, privilèges, restrictions et conditions rattachés aux actions privilégiées de premier rang et aux actions privilégiées de deuxième rang; v) le 13 décembre 1995 afin de désigner 2 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série B; vi) le 27 mai 2003 afin de désigner 5 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série C; vii) le 23 janvier 2004 afin de désigner 8 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série D et d'actions privilégiées de premier rang, série E; viii) le 15 juillet 2005 afin de modifier les dispositions de rachat rattachées aux actions privilégiées de premier rang, série D, ix) le 22 septembre 2006 afin de désigner 5 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série F, x) le 20 mai 2008 afin de désigner 9 200 000 actions privilégiées de premier rang, série G; xi) le 20 janvier 2010, afin de désigner 10 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série H et 10 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série I xii) le 8 novembre 2012, afin de désigner 8 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série J; xiii) le 11 juillet 2013, afin de désigner 12 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série K et 12 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série L; et xiv) le 16 septembre 2014, afin de désigner 24 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série M et 24 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série N.

Le siège social et bureau enregistré de Fortis est situé à l'adresse suivante : Fortis Place, 5 Springdale Street, bureau 1100, C. P. 8837, St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador) Canada, A1B 3T2.

Liens intersociétés

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 14 février 2018. Les principales filiales constituaient ensemble environ 87 % des actifs consolidés de la société en date du 31 décembre 2017 et quelque 84 % des revenus consolidés de celle-ci pour 2017. Ce tableau exclut certaines filiales dont les actifs et les revenus n'ont pas individuellement dépassé 10 % ni, globalement, 20 % des actifs consolidés totaux ou des revenus consolidés totaux de la société en date du 31 décembre 2017.

Filiale	Territoire de constitution	Votes afférents aux titres comportant droit de vote détenus en propriété véritable par la société ou sur lesquels elle exerce une emprise (%)
ITC ¹⁾	Michigan, États-Unis	80,1
UNS Energy ²⁾	Arizona, États-Unis	100
Central Hudson ³⁾	New York, États-Unis	100
FortisBC Energy ⁴⁾	Colombie-Britannique, Canada	100
FortisAlberta ⁵⁾	Alberta, Canada	100
Newfoundland Power ⁶⁾	Terre-Neuve-et-Labrador, Canada	95

1) *ITC Holdings, une société du Michigan, est propriétaire de toutes les actions de ITC Great Plains, de ITC Interconnection, de ITC Midwest, de ICTransmission et de METC. ITC Investment Holdings, une société du Michigan, est propriétaire de toutes les actions de ITC Holdings. FortisUS, une société du Delaware, est propriétaire de 80,1 % des titres comportant droit de vote de ITC Investment Holdings. FortisUS Holdings, une société canadienne, est propriétaire de toutes les actions de FortisUS. Fortis est propriétaire de toutes les actions de FortisUS Holdings. Un membre du groupe de GIC est propriétaire de 19,9 % des titres comportant droit de vote de ITC Investment Holdings.*

2) *UNS Energy, une société de l'Arizona, est propriétaire de toutes les actions de TEP, de UNS Electric et de UNS Gas. FortisUS est propriétaire de toutes les actions de UNS Energy.*

3) *CH Energy Group, une société de New York, est propriétaire de toutes les actions de Central Hudson. FortisUS est propriétaire de toutes les actions de CH Energy Group.*

4) *FHI, une société de la Colombie-Britannique, est propriétaire de toutes les actions de FortisBC Energy. Fortis est propriétaire de toutes les actions de FHI.*

5) *FortisAlberta Holdings Inc., 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 Inc. Fortis détient en propriété la totalité des actions de FortisWest.*

6) *La société est propriétaire de toutes les actions ordinaires et de certaines des actions privilégiées de premier rang, séries A, B, D et G de Newfoundland Power, qui, en date du 14 février 2018, représentaient 95 % de ses titres comportant droit de vote. La tranche restante de 5 % 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.*

ÉVOLUTION GÉNÉRALE DES ACTIVITÉS

Survol

Fortis est un chef de file dans les activités réglementées reliées à l'électricité et au gaz en Amérique du Nord grâce à des actifs totaux d'environ 48 milliards de dollars en date du 31 décembre 2017 et à des revenus atteignant 8,3 milliards de dollars pour l'exercice 2017. Environ 8 500 employés de la société servent les clients des services publics dans cinq provinces canadiennes, neuf États américains et trois pays des Caraïbes. En 2017, les réseaux d'électricité de la société ont répondu à une demande de pointe combinée de 32 134 MW et ses réseaux de distribution de gaz ont répondu à une demande de pointe quotidienne de 1 585 TJ. En date du 31 décembre 2017, environ 65 % des actifs de la société étaient situés à l'extérieur du Canada et à peu près 59 % des revenus de celle-ci provenaient d'activités en territoire étranger.

Historique sur les trois derniers exercices

Au cours des trois derniers exercices, Fortis a constaté une croissance considérable de ses activités commerciales. Les actifs totaux ont presque doublé, passant de 26,2 milliards de dollars au 31 décembre 2014 à 47,8 milliards de dollars au 31 décembre 2017. Les capitaux propres de la société ont aussi progressé considérablement, passant de 9,1 milliards de dollars au 31 décembre 2014 à 16,7 milliards de dollars au 31 décembre 2017. Le bénéfice net attribuable aux capitaux propres en actions ordinaires est passé de 317 millions de dollars en 2014 à 963 millions de dollars en 2017.

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

En avril 2015, la société a terminé la construction de l'expansion de la centrale hydroélectrique Waneta de 335 MW au coût de 900 millions de dollars en avance sur les délais prévus et dans le respect du budget. Fortis a une participation de propriété majoritaire de 51 % dans l'Expansion Waneta et exploite et entretient l'investissement non réglementé.

En juin 2015, la société a conclu la vente des actifs immobiliers commerciaux de Fortis Properties moyennant un produit brut de 430 millions de dollars à une filiale de Slate Office REIT. Dans le cadre de l'opération, Fortis a souscrit des parts de fiducie de Slate Office REIT pour une contrepartie totale d'à peu près 35 millions de dollars. En novembre 2016, Fortis a vendu ses parts de fiducie de Slate Office REIT moyennant un produit brut global d'environ 37 millions de dollars.

En octobre 2015, la société a conclu la vente des actifs hôteliers de Fortis Properties moyennant un produit brut de 365 millions de dollars à un groupe d'investisseurs privés.

En juin et en juillet 2015, la société a conclu la vente de ses actifs de production non réglementés dans le nord-ouest de l'État de New York et en Ontario, respectivement, moyennant un produit brut d'environ 93 millions de dollars.

En août 2015, la société a conclu un règlement avec le gouvernement du Belize concernant l'expropriation de la participation approximative de 70 % de la société dans Belize Electricity. Les modalités du règlement incluaient un paiement au comptant non récurrent de 35 millions de dollars US à Fortis et un placement en actions d'environ 33 % dans Belize Electricity.

En avril 2016, la société a conclu l'acquisition de ACGS moyennant quelque 349 millions de dollars, plus le coût des stock totaux de gaz de travail. ACGS est propriétaire de 93,8 % de Aitken Creek et BP Canada Energy Company est propriétaire de la tranche restante. Aitken Creek est la seule installation de stockage souterrain de gaz en Colombie-Britannique et a une capacité de travail totale de gaz de 77 milliards de pieds cubes. L'installation fait partie intégrante du réseau de transport de gaz naturel de l'Ouest canadien.

En octobre 2016, la société et GIC ont acquis toutes les actions ordinaires en circulation de ITC, la plus importante société indépendante de transport aux É.-U., moyennant un prix d'achat global d'environ 15,7 milliards de dollars (11,8 milliards de dollars US) à la clôture, y compris quelque 6,3 milliards de dollars (4,8 milliards de dollars US) de dettes consolidées de ITC. ITC est désormais une filiale de Fortis, et un membre du groupe de GIC est propriétaire d'une participation minoritaire de 19,9 % dans ITC.

Dans le cadre de l'acquisition de ITC, Fortis est devenue une personne inscrite auprès de la SEC en mai 2016, et en octobre 2016, ses actions ordinaires ont commencé à être négociées à la bourse NYSE. La société a déposé une déclaration d'acquisition d'entreprise dans le cadre de son acquisition de ITC sur SEDAR et sur EDGAR le 23 novembre 2016.

Les dépenses en immobilisations consolidées brutes effectuées par la société en 2017 se sont élevées à environ 3,0 milliards de dollars. Au cours des trois derniers exercices, y compris 2017, les dépenses en immobilisations consolidées brutes ont totalisé 7,3 milliards de dollars. La croissance interne des actifs est attribuable aux programmes de dépenses en immobilisations concernant les services publics réglementés de la société. La croissance interne des entreprises non réglementées a été soutenue par

la construction de l'expansion Waneta, qui a commencé la production en avril 2015, et par l'acquisition de Aitken Creek en avril 2016.

Perspectives

Fortis se concentre sur l'exécution de son programme quinquennal de dépenses en immobilisations d'environ 14,5 milliards de dollars pour 2018 à 2022 et sur l'obtention d'occasions de croissance organique supplémentaires pour ses filiales. Fortis s'attend à ce que la croissance durable à long terme de sa base tarifaire appuie la croissance continue du bénéfice et des dividendes.

Fortis a ciblé une croissance annuelle moyenne du dividende d'à peu près 6 % jusqu'en 2022. Ces indications relatives aux dividendes tiennent compte de nombreux facteurs, y compris l'attente d'issues raisonnables des instances de réglementation touchant les services publics de la société, l'exécution réussie du plan de dépenses en immobilisations sur cinq ans et la confiance continue de la direction dans la solidité du portefeuille diversifié de services publics de la société et ses antécédents d'excellence opérationnelle.

Fortis s'attend à ce que son bénéfice annuel par action soit réduit de l'ordre de 3 à 4 % par suite de la réforme fiscale des É.-U. et à ce que les flux de trésorerie à court terme des services publics réglementés de la société aux É.-U. soient diminués en raison du taux d'imposition inférieur des sociétés. Pour l'avenir, les répercussions de la réforme fiscale des É.-U. augmenteront d'environ 50 points de base la croissance de la base tarifaire durant la période de cinq ans allant jusqu'en 2022. En conséquence, la croissance annuelle composée de la base tarifaire au cours des cinq prochaines années devrait passer à 5 %.

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Fortis est principalement une société réglementée de portefeuille de services publics d'électricité et de gaz. L'entreprise de Fortis est segmentée selon le régime de réglementation et le territoire de desserte, ainsi que l'information utilisée par le principal décideur opérationnel en vue de prendre des décisions sur les ressources à affecter au secteur et d'évaluer le rendement de celui-ci. Les secteurs présentant de l'information de la société permettent à la haute direction d'estimer le rendement de l'exploitation et d'évaluer la contribution de chaque secteur aux objectifs à long terme de Fortis. Chaque entité des secteurs à présenter fonctionne avec une grande autonomie et est responsable du bénéfice net et de ses propres ressources.

Les services publics réglementés de la société fonctionnent pour la plus grande partie comme uniques fournisseurs d'électricité et/ou de gaz dans leurs territoires de desserte respectifs. Les services publics réglementés de la société sont propriétaires et exploitants d'installations qui produisent, transportent et distribuent de l'électricité et/ou du gaz à leurs clients dans leur territoire de desserte. La concurrence dans le domaine de l'électricité réglementée provient principalement des sources d'énergie renouvelable et de la production sur place par les clients industriels. Dans le cadre de ses activités de transport, la société relève une concurrence qui peut limiter sa capacité de faire croître cette entreprise en dehors de ses territoires de desserte établis.

En ce qui concerne les services publics réglementés de gaz de la société, le gaz naturel entre en concurrence principalement avec l'électricité pour la charge de chauffage et la charge des chauffe-eau. L'offre croissante de gaz naturel en Amérique du Nord, provenant surtout de la production de gaz de schiste, a fait baisser le prix du gaz naturel, contribuant ainsi à l'amélioration de la compétitivité du gaz naturel dans le secteur de l'exploitation. Néanmoins, les écarts entre les coûts en capital initiaux des systèmes à l'électricité et ceux au gaz naturel continuent de poser un défi pour la compétitivité du gaz naturel sur le plan de la capitalisation du coût entier.

Comme les filiales de la société font affaire dans divers territoires à l'échelle de l'Amérique du Nord, le caractère saisonnier a une incidence différente sur chaque entreprise de services publics. Le bénéfice annuel des services publics de gaz de la société est pour la plus grande partie réalisé durant les premier et quatrième trimestres en raison des besoins de chauffage local par temps froid. Le bénéfice des services publics d'électricité aux États-Unis est habituellement le plus élevé durant les deuxième et troisième trimestres à cause de l'utilisation estivale de la climatisation et d'autres équipements de refroidissement.

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

Services publics réglementés aux États-Unis

ITC

L'entreprise de ITC est principalement constituée des exploitations de transport d'électricité des filiales d'exploitation réglementées de celle-ci. La stratégie d'entreprise de ITC vise la propriété, l'exploitation et l'entretien des infrastructures de transport et l'investissement dans celles-ci pour améliorer l'intégrité et la fiabilité du réseau, réduire les contraintes imposées au transport et appuyer les activités de raccordement de nouvelles sources de production à son réseau de transport. ITC est propriétaire et exploitante de réseaux à haute tension dans la péninsule inférieure du Michigan, ainsi que dans des parties de l'Iowa, du Minnesota, de l'Illinois, du Missouri, du Kansas et de l'Oklahoma, qui transportent de l'électricité depuis les centrales jusqu'aux installations

locales de distribution reliées aux réseaux de ITC. ITC est propriétaire et exploitante de lignes de transport et de distribution sur plus de 25 000 km.

En tant qu'entreprise de services publics de transport d'électricité réglementées par la FERC, les filiales d'exploitation réglementées de ITC gagnent des revenus sur l'utilisation de leurs réseaux de transport d'électricité par leurs clients respectifs, qui incluent des entreprises de services publics appartenant aux investisseurs, des municipalités, des coopératives, des négociants en électricité et des fournisseurs d'énergie de remplacement. À titre de sociétés de transport indépendantes, les filiales d'exploitation réglementées de ITC sont assujetties à la seule réglementation tarifaire de la FERC. Les tarifs facturés par les filiales d'exploitation réglementées de ITC sont établis selon des modèles de tarification fondée sur une formule à base de coûts.

Les principaux clients du service de transport de ITC sont DTE, CEC et IPL. Un ou plusieurs de ces clients ont toujours représenté ensemble un pourcentage élevé des revenus d'exploitation de ITC. Presque tous les revenus de ITC proviennent des clients du transport aux États-Unis. Bien que ITC puisse constater des revenus attribués de temps à autre en provenance d'entités canadiennes qui réservent des services de transport sur l'interface en Ontario ou au Manitoba, ces revenus n'ont pas été et ne sont pas censés être importants pour ITC.

Marché et ventes

Revenus

ITC tire la quasi-totalité de ses revenus de la prestation, grâce aux réseaux de transport des filiales d'exploitation réglementées de ITC, de services de transport, d'ordonnancement, de contrôle et de répartition, ainsi que des services connexes à DTE, à CEC, à IPL et à d'autres entités, notamment des fournisseurs d'énergie de remplacement, des négociants en électricité et d'autres clients de gros qui fournissent de l'électricité à des consommateurs. ITC tire également des revenus des réservations de capacité fondées sur des transactions liées à ses réseaux de transport, MISO et SPP sont responsables de la facturation de la plupart des services de transport d'électricité de ITC, ainsi que du recouvrement des montants au titre des revenus liés à la prestation de ces services. À titre de responsables de la facturation des filiales d'exploitation de ITC réglementées par MISO et de ITC Great Plains, MISO et SPP recouvrent les frais liés à l'utilisation des réseaux de transport de ITC, et facturent mensuellement ces services à DTE, à CEC, à IPL et à d'autres clients.

Les revenus tirés des services liés aux réseaux proviennent des montants facturés aux clients des réseaux pour leur utilisation des réseaux de transport d'électricité de ITC, et sont fondés sur les besoins réels de ITC en revenus découlant de la comptabilisation de ITC en fonction de sa tarification fondée sur une formule à base de coûts prévoyant un mécanisme de compensation.

Les revenus tirés des services liés aux réseaux provenant de ITC Great Plains comprennent les besoins annuels en matière de revenus se rapportant à des projets qui sont imputés exclusivement à une zone tarifaire de SPP, ou sont classés à titre de projets de mise à niveau des réseaux directement attribués selon le tarif de SPP, et prévoient un mécanisme de compensation.

Les revenus de point à point sont constitués des revenus tirés d'un certain type de services de transport pour lesquels le client paie un tarif horaire, journalier, hebdomadaire ou mensuel pour une capacité de transport réservée le long d'un tracé précis entre deux points. Les revenus de point à point comprennent également d'autres composantes figurant dans des barèmes des tarifs de transport de MISO et de SPP. Les revenus de point à point sont comptabilisés à titre de crédit sur les revenus provenant des clients des services liés aux réseaux ou des clients régionaux et représentent une réduction des besoins en revenus bruts dans le calcul des besoins en revenus nets selon la tarification fondée sur une formule à base de coûts de ITC.

Les revenus tirés du partage des coûts régionaux proviennent des clients du transport pour l'ensemble des régions des organismes de transport régionaux pour leur utilisation des projets de mise à niveau des réseaux des filiales d'exploitation de ITC réglementées par MISO qui sont admissibles au partage des coûts régionaux selon les dispositions du tarif de MISO, notamment les projets à valeurs multiples, tels que le projet Thumb Loop de ITC Transmission. Les revenus tirés du partage des coûts régionaux comprennent également les revenus tirés des montants perçus par les clients du transport auprès d'autres organismes de transport régionaux non régis par MISO, en vue d'une répartition des coûts de certains investissements dans des installations de transport. En outre, certains projets de ITC Great Plains sont admissibles à un recouvrement grâce à une charge imposée à l'ensemble d'une région aux termes des dispositions du tarif de SPP. Une partie des revenus tirés du partage des coûts régionaux est traitée à titre de crédit sur les revenus provenant des clients régionaux ou des clients des services liés aux réseaux, et représente une réduction des besoins en revenus bruts dans le calcul des besoins en revenus nets selon la tarification fondée sur une formule à base de coûts de ITC.

MISO attribue les revenus tirés de l'ordonnancement, du contrôle et de la répartition aux filiales d'exploitation de ITC réglementées par MISO, en tant que rémunération pour les services fournis dans le cadre de l'exploitation du réseau de transport. Ces services comprennent le suivi des données sur la fiabilité, l'analyse des données du jour même et du jour suivant, la mise en place de procédures d'urgence, ainsi que la coordination et la remise sous tension dans les cas de panne.

Les autres revenus comprennent les revenus de location, les revenus tirés des servitudes, les revenus liés à l'utilisation d'actifs possédés conjointement aux termes d'ententes de propriété et d'exploitation d'installations de transport de ITC, ainsi que les montants liés à la prestation de services accessoires à des clients. La majeure partie des autres revenus sont traités à titre de crédit sur les revenus et sont considérés comme une réduction des besoins en revenus bruts dans le calcul des besoins en revenus nets selon la tarification fondée sur une formule à base de coûts de ITC.

Le tableau suivant compare la composition des revenus de ITC par catégorie de clients pour 2017 et 2016.

	Revenus (%)	
	2017	2016 ¹⁾
Revenus tirés des services liés aux réseaux	67	72
Revenus tirés du partage des coûts régionaux	28	30
Revenus tirés des services de point à point	2	2
Ordonnancement, contrôle et répartition	1	1
Autres revenus	2	2
Constatation du passif au titre des remboursements ²⁾	–	(7)
Total	100	100

1) L'information présentée porte sur l'exercice terminé le 31 décembre 2016. ITC a été acquise par Fortis en octobre 2016; par conséquent, seuls les résultats financiers depuis la date d'acquisition, soit le 14 octobre 2016, sont reflétés dans les états financiers consolidés audités de la société pour 2016.

2) Ces données représentent le passif lié au remboursement imputé aux capitaux propres des porteurs d'actions ordinaires qui concerne les plaintes de tiers déposées auprès de la FERC pour contester le rendement de base des capitaux propres des porteurs d'actions ordinaires des filiales d'exploitation de ITC réglementées par MISO.

Contrats importants

ITCTransmission

DTE exploite le réseau de distribution d'électricité auquel le réseau de transport de ITCTransmission est raccordé. Un jeu de trois contrats d'exploitation énonce les modalités afférentes à la relation de travail continue entre DTE et ITCTransmission. Ces contrats incluent les suivants :

Convention cadre d'exploitation. La convention cadre d'exploitation régit les principales responsabilités opérationnelles quotidiennes de ITCTransmission et de DTE. Cette convention recense les services de coordination du territoire de contrôle que ITCTransmission est tenue d'offrir à DTE et certains services de soutien axés sur la production que DTE doit fournir à ITCTransmission.

Convention d'interconnexion et d'exploitation de producteur. La convention d'interconnexion et d'exploitation de producteurs a établi et rétabli et elle maintient l'interconnexion d'électricité directe des actifs de production de l'électricité de DTE avec le réseau de transport de ITCTransmission pour le transport de l'énergie électrique en provenance et à destination des centrales.

Convention de coordination et d'interconnexion. La convention de coordination et d'interconnexion régit les droits, les obligations et les responsabilités de ITCTransmission et de DTE concernant, notamment, l'exploitation et l'interconnexion du réseau de distribution de DTE et du réseau de transport de ITCTransmission, ainsi que la construction de nouvelles installations ou la modification des installations existantes. En outre, cette convention attribue les coûts d'exploitation de l'équipement de supervision, de communication et de mesurage.

METC

CEC exploite un réseau de distribution d'électricité auquel le réseau de transport de METC est raccordé. METC est partie à divers contrats d'exploitation avec CEC qui régissent l'exploitation et l'entretien de son réseau de transport. Ces contrats incluent les suivants :

Convention de servitude modifiée et refondue. Aux termes de la convention de servitude modifiée et refondue, CEC fournit à METC une servitude sur le terrain sur lequel sont situés la plus grande partie des pylônes, des pôles, des lignes et des autres installations de transport de METC utilisés pour le transport de l'électricité pour CEC et d'autres entreprises. METC verse à CEC le loyer annuel nominal pour la servitude et paie également les loyers, les taxes foncières et les autres frais associés à la propriété faisant l'objet de la convention. CEC a conservé pour elle-même les droits relatifs à toutes les autres utilisations des lieux et des installations faisant

l'objet de la convention de servitude, ainsi que la valeur des activités étant associées, comme la distribution de l'électricité, les fibres optiques, les télécommunications, les gazoducs et les utilisations agricoles.

Convention d'exploitation modifiée et refondue. Aux termes de la convention d'exploitation modifiée et refondue, METC s'engage à exploiter son réseau de transport pour fournir à tous les clients du transport un service sécuritaire, efficace, fiable et non discriminatoire conformément à ses tarifs. METC a également la responsabilité d'entretenir et d'exploiter son réseau de transport, de transmettre des renseignements à CEC et de lui donner accès à son réseau de transport, ainsi qu'à ses livres et registres connexes, et d'assurer l'administration et l'exécution des fonctions de l'exploitant du territoire de contrôle (soit l'entité qui exerce le contrôle opérationnel sur le réseau de transport) et, si CEC le lui demande, de construire les installations de connexion nécessaires pour permettre l'interaction avec les nouvelles installations de distribution construites par CEC.

Convention d'achat et de vente modifiée et refondue concernant les services accessoires. Comme METC n'est propriétaire d'aucune installation de production, elle doit obtenir des services accessoires auprès de tiers fournisseurs, comme CEC. Aux termes de la convention d'achat et de vente modifiée et refondue pour des services accessoires, METC paie actuellement à CEC la prestation de certains services relatifs à la production qui sont nécessaires au soutien de l'exploitation fiable du réseau électrique en bloc, comme le soutien de la tension, la capacité de production et la capacité d'équilibrage des charges et de la production. CEC offrira tous les services accessoires, tel que l'exige l'ordonnance n° 888 de la FERC, aux tarifs approuvés par cet organisme. Il n'est pas interdit à METC d'obtenir ces services accessoires auprès de tiers fournisseurs et celle-ci est libre d'acheter des services accessoires à des producteurs non membres du groupe situés dans son territoire de contrôle ou dans des territoires avoisinants sur une base non préférentielle et non concurrentielle.

Convention d'interconnexion, de distribution et de transport modifiée et refondue. La convention d'interconnexion de distribution et de transport modifiée et refondue prévoit l'interconnexion du réseau de distribution de CEC au réseau de transport de METC et définit les droits, responsabilités et obligations continus des parties concernant l'utilisation de certains de leurs propres actifs, propriétés et installations et de ceux des autres parties.

Convention d'interconnexion de producteurs modifiée et refondue. La convention d'interconnexion de producteur modifiée et refondue précise les modalités aux termes desquelles CEC et METC maintiennent l'interconnexion des ressources de production de CEC et les actifs de transport de METC.

ITC Midwest

IPL exploite le réseau de distribution d'électricité auquel le réseau de transport de ITC Midwest est raccordé. ITC Midwest est partie à divers contrats d'exploitation avec IPL qui régissent l'exploitation et l'entretien de son réseau de transport. Ces contrats incluent les suivants :

Convention d'interconnexion, de distribution et de transport. La convention d'interconnexion, de distribution et de transport régit les droits, les responsabilités et les obligations de ITC Midwest et de IPL concernant l'utilisation de certains de leurs propres actifs, propriétés et installations et de ceux des autres parties, ainsi que la construction de nouvelles installations ou la modification d'installations existantes.

Convention d'interconnexion de gros producteur. ITC Midwest, IPL et MISO ont conclu la convention d'interconnexion de gros producteur afin d'établir, de rétablir et de maintenir l'interconnexion électrique directe des actifs de production d'électricité de IPL au réseau de transport de ITC Midwest pour le transport de l'énergie électrique en provenance et à destination des installations de production de l'électricité.

UNS Energy

UNS Energy est une société de portefeuille de services publics à intégration verticale ayant son siège social à Tucson, en Arizona. Elle exerce ses activités par l'intermédiaire de ses filiales dans les secteurs réglementés de la production d'électricité et de la distribution d'énergie, principalement dans l'État de l'Arizona. Elle sert environ 674 000 clients de l'électricité et du gaz. UNS Energy est principalement composée de trois entreprises de services publics réglementés détenues en propriété exclusive, à savoir TEP, UNS Electric et UNS Gas.

TEP, la plus importante filiale d'exploitation de UNS Energy, est une entreprise de services publics réglementés d'électricité intégrée verticalement qui produit, transporte et distribue de l'électricité. TEP sert environ 422 000 clients de détail dans un territoire qui s'étend sur quelque 2 991 km carrés dans le sud-est de l'Arizona, y compris la région métropolitaine du grand Tucson, dans le comté de Pima, ainsi que des parties du comté de Cochise. Plus d'un million de personnes habitent dans le territoire de desserte de TEP. TEP vend également de l'électricité en gros à d'autres entités dans l'ouest des États-Unis.

UNS Electric est une société de services publics réglementés d'électricité à intégration verticale qui produit et transporte de l'électricité et en distribue à environ 96 000 clients de détail dans les comtés de Mohave et de Santa Cruz en Arizona, dont la population cumulée est d'à peu près 251 000 personnes.

TEP et UNS Electric sont actuellement propriétaires de ressources de production d'une capacité globale de 2 834 MW, dont 64 MW de capacité solaire. Plusieurs des actifs de production dans lesquels TEP et UNS Electric ont une participation sont détenus en propriété conjointe. TEP possède une capacité de production suffisante qui, combinée aux CAE existants et aux ajouts prévus d'installations de production, est censée, selon les attentes, satisfaire aux besoins de sa clientèle et répondre aux exigences de la demande de pointe future. En date du 31 décembre 2017, la capacité de production était alimentée au charbon dans une proportion approximative de 44 %.

UNS Gas est une entreprise réglementée de services publics de distribution de gaz qui sert quelque 156 000 clients de détail dans les comtés de Mohave, de Yavapai, de Coconino, de Navajo et de Santa Cruz, en Arizona, dont la population cumulée est d'à peu près 728 000 personnes.

Marché et ventes

Les ventes d'électricité de UNS Energy ont totalisé 14 971 GWh en 2017, contre 14 837 GWh pour 2016. Les bénéfices des services publics d'électricité de UNS Energy sont habituellement les plus élevés durant les deuxième et troisième trimestres en raison de l'utilisation de la climatisation et d'autres équipements de refroidissement. Les volumes de gaz ont atteint 13 PJ pour 2017 et 2016. Les revenus se sont établis à 2 080 millions de dollars pour 2017, en regard de 2 002 millions de dollars pour 2016.

Le tableau suivant indique la composition des revenus, des ventes d'électricité et des volumes de gaz de UNS Energy selon les catégories de clients en 2017 et en 2016.

	Revenus (%)		Ventes en GWh (%)		Volumen en PJ (%)	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Résidentiels	38,1	38,0	31,1	31,8	56,4	54,6
Commerciaux	23,1	23,4	19,2	19,3	24,7	23,8
Industriels	14,5	16,3	20,3	21,9	2,1	2,0
Autres ¹⁾	24,3	22,3	29,4	27,0	16,8	19,6
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

1) Inclut les ventes d'électricité et les volumes de gaz à d'autres entités aux fins de revente et les revenus tirés de sources autres que la vente d'électricité et de gaz

Approvisionnement en électricité

TEP comble les besoins d'approvisionnement en électricité de ses clients de détail et de gros au moyen de la capacité de production d'électricité de 2 531 MW dont elle est propriétaire et de son réseau de transport et de distribution dont les lignes s'étendent sur quelque 15 800 km. En 2017, TEP a répondu à une demande de pointe de 2 915 MW, ce qui inclut les ventes fermes aux clients de gros. TEP est membre d'un organisme régional de partage de réserves et a établi des arrangements de fiabilité et des relations de partage d'énergie avec d'autres entreprises de services publics.

Au 31 décembre 2017, la capacité de production de TEP, mesurée en CC, était tel qu'il est indiqué dans le tableau ci-dessous :

Source de production	N° d'unité	Emplacement	Date de mise en service	Type de ressources	Capacité totale (MW)	Exploitant	Part de TEP (%)	Part de TEP (MW)
Centrale Springerville	1	Springerville, AZ	1985	Charbon	387	TEP	100,0	387
Centrale Springerville	2	Springerville, AZ	1990	Charbon	406	TEP	100,0	406
Centrale San Juan	1	Farmington, NM	1976	Charbon	340	PNM	50,0	170
Centrale Navajo	1	Page, AZ	1974	Charbon	750	SRP	7,5	56
Centrale Navajo	2	Page, AZ	1975	Charbon	750	SRP	7,5	56
Centrale Navajo	3	Page, AZ	1976	Charbon	750	SRP	7,5	56
Centrale Four Corners	4	Farmington, NM	1969	Charbon	785	APS	7,0	55
Centrale Four Corners	5	Farmington, NM	1970	Charbon	785	APS	7,0	55
Centrale Gila River	3	Gila Bend, AZ	2003	Gaz	550	Ethos	75,0	413
Centrale Luna	1	Deming, NM	2006	Gaz	555	PNM	33,3	185
Centrale Sundt	1	Tucson, AZ	1958	Gaz/pétrole	81	TEP	100,0	81
Centrale Sundt	2	Tucson, AZ	1960	Gaz/pétrole	81	TEP	100,0	81
Centrale Sundt	3	Tucson, AZ	1962	Gaz	104	TEP	100,0	104
Centrale Sundt	4	Tucson, AZ	1967	Gaz	156	TEP	100,0	156

Source de production	N° d'unité	Emplacement	Date de mise en service	Type de ressources	Capacité totale (MW)	Exploitant	Part de TEP (%)	Part de TEP (MW)
Turbines à combustion interne Sundt		Tucson, AZ	1972-1973	Gaz/pétrole	50	TEP	100,0	50
DeMoss Petrie		Tucson, AZ	2001	Gaz	75	TEP	100,0	75
North Loop		Tucson, AZ	2001	Gaz	94	TEP	100,0	94
Centrale solaire Springerville		Springerville, AZ	2002-2014	Solaire	16	TEP	100,0	16
Projets solaires Tucson		Tucson, AZ	2010-2014	Solaire	13	TEP	100,0	13
Projet Ft. Huachuca ¹⁾		Ft. Huachuca, AZ	2014-2017	Solaire	22	TEP	100,0	22
Capacité totale								2 531

1) En janvier 2017, une deuxième phase du projet Ft. Huachuca a été mise en service, ajoutant 5 MW d'énergie solaire à la capacité de production totale de TEP.

Le 20 décembre 2017, l'unité 2 de San Juan a été mise hors service. La quote-part de 50 % de TEP dans la capacité nominale de l'unité 2 de San Juan s'établissait à 170 MW.

UNS Electric comble les besoins d'approvisionnement en électricité de ses clients de détail par une combinaison de sa propre production et de contrats d'achat d'électricité. UNS Electric est propriétaire et exploitante de plusieurs centrales alimentées au gaz et au diesel comportant une capacité de production globale d'électricité de 303 MW. En 2017, UNS Electric a répondu à une demande de pointe de 463 MW en utilisant sa capacité de production et en achetant de l'énergie sur le marché de gros.

La capacité de production de UNS Electric en date du 31 décembre 2017, mesurée en CC, est présentée dans le tableau suivant :

Source de production	N° d'unité	Emplacement	Date de mise en service	Type de ressources	Capacité totale (MW)	Exploitant	Part de UNSE (%)	Part de UNSE (MW)
Black Mountain	1	Kingman, AZ	2011	Gaz	45	UNSE	100,0	45
Black Mountain	2	Kingman, AZ	2011	Gaz	45	UNSE	100,0	45
Valencia	1	Nogales, AZ	Achetée en 2003	Gaz/pétrole	14	UNSE	100,0	14
Valencia	2	Nogales, AZ	Achetée en 2003	Gaz/pétrole	14	UNSE	100,0	14
Valencia	3	Nogales, AZ	Achetée en 2003	Gaz/pétrole	14	UNSE	100,0	14
Valencia	4	Nogales, AZ	Achetée en 2003	Gaz/pétrole	21	UNSE	100,0	21
Centrale Gila River	3	Gila Bend, AZ	2003	Gaz	550	Ethos	25,0	137
La Senita		Kingman, AZ	2011	Solaire	1	UNSE	100,0	1
Rio Rico		Rio Rico, AZ	2014	Solaire	7	UNSE	100,0	7
Jacobson		Kingman, AZ	2017	Solaire	5	UNSE	100,0	5
Capacité totale								303

TEP et UNS Electric sont toutes deux assujetties à des exigences gouvernementales relatives à l'énergie renouvelable. TEP satisfait à ces exigences à l'aide de ses installations de production d'énergie solaire photovoltaïque d'une capacité de 51 MW, mesurée en CC, dont elle est propriétaire et de CAE visant une capacité de production provenant de ressources solaires (198 MW, mesurée en CC), de ressources éoliennes (80 MW, mesurée en CA) et d'une centrale alimentée aux gaz d'enfouissement (4 MW, mesurée en CA). UNS Electric satisfait à ses besoins en énergie renouvelable à l'aide de la capacité de production d'énergie solaire photovoltaïque de 13 MW, mesurée en CC, dont elle est propriétaire et de CAE visant une capacité provenant de ressources solaires (48 MW, mesurée en CC) et de ressources éoliennes (10 MW, mesurée en CA).

Achats de gaz

TEP et UNS Gas gèrent directement leurs contrats d'approvisionnement en gaz et de transport. Le prix du gaz varie selon la conjoncture du marché, qui inclut les conditions météorologiques, l'équilibrage de l'approvisionnement, les taux de croissance économique et d'autres facteurs. TEP et UNS Gas effectuent des opérations de couverture à l'égard des prix de leur approvisionnement en gaz naturel en concluant des contrats à terme de gré à gré à prix fixe, des tunnels de taux et des swaps financiers à divers moments, jusqu'à dix ans d'avance, dans le but de couvrir au moins 70 % à 90 % des volumes énergétiques mensuels prévus avant le début de chaque mois.

TEP et UNS Gas achètent la plus grande partie du gaz qu'elles distribuent dans le bassin San Juan et le bassin permien. Ce gaz lui est livré par les réseaux de gazoducs interétatiques d'El Paso Natural Gas, L.L.C. et de Transwestern Pipeline Company aux termes

de contrats de transport fermes, leur capacité combinée étant suffisante pour répondre aux besoins de production alimentée au gaz de TEP et à la demande des clients de UNS Gas.

Central Hudson

Central Hudson fournit des services publics réglementés de transport et de distribution d'électricité et de gaz à approximativement 300 000 consommateurs d'électricité et 80 000 consommateurs de gaz naturel dans des parties de la région médiane de la vallée de l'Hudson dans l'État de New York.

Central Hudson sert un territoire regroupant 6 734 km carrés dans la vallée de l'Hudson. L'électricité est distribuée à la grandeur du territoire tandis que le gaz naturel n'est offert qu'à l'intérieur et en périphérie des villes de Poughkeepsie, de Beacon, de Newburgh et de Kingston, dans l'État de New York, ainsi que dans certaines zones adjacentes et intercalaires.

Le réseau de transport d'électricité de Central Hudson compte des lignes sur quelque 1 000 km. Le réseau de distribution d'électricité de Central Hudson est constitué de lignes aériennes sur environ 11 600 km et de lignes souterraines sur quelque 2 600 km, ainsi que de lignes de service et de compteurs. Le réseau d'électricité de Central Hudson a répondu à une demande de pointe de 1 034 MW en 2017.

Le réseau de gaz naturel de Central Hudson compte des pipelines de transport sur environ 300 km et des pipelines de distribution sur quelque 2 000 km, ainsi que des lignes de service et des compteurs. En 2017, le réseau de gaz naturel de Central Hudson a répondu à une demande de pointe de 144 TJ.

Marché et ventes

Les ventes d'électricité de Central Hudson ont été de 4 891 GWh pour 2017, comparativement à 5 112 GWh pour 2016. Les volumes des ventes de gaz naturel pour 2017 ont été de 22 PJ, en comparaison de 24 PJ pour 2016. Les revenus pour 2017 ont été de 872 millions de dollars, comparativement à 849 millions de dollars en 2016.

Le tableau suivant indique la composition des revenus, des ventes d'électricité et des volumes de gaz de Central Hudson selon les catégories de clients en 2017 et en 2016.

	Revenus (%)		Ventes en GWh (%)		Volumes PJ (%)	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Résidentiels	61,5	61,3	40,5	41,4	25,1	24,6
Commerciaux	27,6	26,7	39,0	37,5	34,5	33,0
Industriels	3,8	4,4	19,0	19,5	20,5	21,8
Autres	5,6	5,5	0,6	0,6	7,6	7,4
Ventes pour la revente	1,5	2,1	0,9	1,0	12,3	13,2
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Approvisionnement en électricité

Central Hudson s'en remet à des achats de capacité et d'électricité auprès de tiers fournisseurs, ainsi qu'à sa propre capacité de production minimale, pour répondre aux besoins de ses clients à services complets.

Central Hudson a l'obligation d'approvisionner en électricité ses clients de détail pour l'électricité. Central Hudson, le personnel de la New York State Public Service Commission et d'autres intervenants ont conclu une convention de règlement en 1998 à l'égard de la mise aux enchères des centrales à combustible fossile appartenant à Central Hudson. Aux termes de la convention de règlement, les clients de détail de Central Hudson ont le choix de s'approvisionner en électricité auprès de fournisseurs tiers ou de continuer de l'obtenir de Central Hudson. Dans le cadre de son obligation d'approvisionner les clients qui continuent à dépendre de Central Hudson pour leur approvisionnement en énergie, Central Hudson a conclu avec Constellation Energy Group, Inc., en 2011, une convention de partage de revenus d'une durée de dix ans, aux termes de laquelle Central Hudson bénéficie d'une quote-part des revenus tirés des ventes d'électricité attribuables à l'unité n° 2 de la centrale nucléaire Nine Mile Point.

En 2016, Central Hudson a conclu une entente avec Entergy Nuclear Power Marketing, LLC pour acheter de l'électricité selon un nombre d'unités obligatoires à des prix définis, entre le 1^{er} décembre 2016 et le 31 mars 2017. L'engagement maximum aux termes de cette entente était d'environ 3,3 millions de dollars US, dont 2,7 millions de dollars US visaient le premier trimestre de 2017. Ce contrat a pris fin le 31 mars 2017 et n'a pas été renouvelé.

Le CAE de Central Hudson pour l'achat de capacité à la centrale Roseton a pris fin en avril 2017 et n'a pas été renouvelé. Central Hudson est partie à un CAE pour l'achat d'une capacité à la centrale Danskammer qui expire en août 2018, une somme

approximative de 18,9 millions de dollars US demeurait en cours en date du 31 décembre 2017 aux termes des engagements d'achat.

Le coût des achats d'électricité et de gaz naturel est recouvré auprès de la clientèle, sans majoration au titre du profit. Les tarifs sont rajustés mensuellement en fonction des coûts réels qu'engage Central Hudson pour acheter l'électricité et le gaz naturel dont elle a besoin pour servir ses clients à services complets.

Services publics réglementés au Canada

FortisBC Energy

FortisBC Energy est le plus important distributeur de gaz naturel en Colombie-Britannique, servant environ 1 008 000 clients résidentiels, commerciaux et industriels et clients du transport dans plus de 135 localités. FortisBC Energy fournit des services de transport et de distribution aux clients et obtient des approvisionnements en gaz naturel pour le compte de la plupart des clients résidentiels, commerciaux et industriels.

FortisBC Energy est propriétaire et exploitante de pipelines de gaz naturel sur quelque 49 000 km et a répondu à une demande quotidienne de pointe de 1 336 TJ en 2017.

Marché et ventes

Les volumes de ventes de gaz naturel par FortisBC Energy se sont établis à 221 PJ en 2017, par rapport à 197 PJ en 2016. Les revenus se sont établis à 1 198 millions de dollars en 2017 en comparaison de 1 151 millions de dollars en 2016.

Le tableau suivant présente la composition des revenus et des volumes de gaz naturel selon les catégories de clients de FortisBC Energy pour 2017 et 2016.

	Revenus (%)		Volumes en PJ (%)	
	2017	2016	2017	2016
Résidentiels	58,4	57,0	37,1	36,0
Commerciaux	28,6	27,5	23,5	21,8
Industriels	2,1	1,7	1,8	2,0
Transport	9,0	9,3	32,1	34,5
Autres ¹⁾	1,9	4,5	5,5	5,7
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

¹⁾ Y compris les montants aux termes de contrats à revenu fixe, ainsi que les revenus d'autres sources que la vente de gaz naturel et d'autres rajustements au titre de la réglementation, comme les mécanismes de report, qui sont constatés aux fins de la tarification.

Conventions d'achat de gaz

Afin de se doter d'un approvisionnement suffisant pour assurer des livraisons fiables de gaz naturel à ses clients, FortisBC Energy achète son approvisionnement en gaz naturel à des contreparties, dont des producteurs, des courtiers-fournisseurs et des négociants. FortisBC Energy conclut des contrats visant environ 146 PJ de charge de base et saisonnière, dont la plus grande partie provient du nord-est de la Colombie-Britannique et est acheminée au sein du réseau de pipelines Westcoast T-South de Enbridge Inc. Le reste provient de l'Alberta et est transporté sur le réseau de transport par pipeline de TransCanada.

FortisBC Energy obtient et livre du gaz naturel directement aux clients des principaux marchés. Les clients qui ne font appel qu'aux services de transport se chargent d'obtenir leur propre approvisionnement en gaz naturel et de le livrer au réseau de FortisBC Energy, qui le livre ensuite aux installations d'exploitation de ces clients. FortisBC Energy conclut des contrats pour l'achat de capacité de transport sur des pipelines de tiers, comme le réseau Westcoast T-South et le pipeline de TransCanada et qui sont assujettis à la réglementation de l'Office national de l'énergie, pour le transport de l'approvisionnement en gaz à partir de divers carrefours commerciaux jusqu'au réseau de FortisBC Energy. FortisBC Energy paie des frais fixes et des frais variables pour l'utilisation de la capacité de transport de ces pipelines, lesquels sont recouverts auprès des clients des marchés clés de FortisBC Energy au moyen des tarifs. FortisBC Energy conclut des contrats visant une capacité de transport ferme pour s'assurer qu'elle est en mesure de s'acquitter de son obligation d'approvisionner les clients dans son vaste territoire d'exploitation dans tous les scénarios raisonnables de demande.

Stockage de gaz et accords d'écrêtement des pointes

FortisBC Energy fait appel à des installations d'écrêtement des pointes et de stockage de gaz dans son portefeuille pour :

- compléter l'approvisionnement de la charge de base contractuelle et l'approvisionnement en gaz saisonnier durant les mois d'hiver tout en affectant l'excédent de l'approvisionnement de la charge de base au remplacement des stocks durant les mois d'été;

ii) atténuer les risques de pénurie de l’approvisionnement durant les températures plus froides et les débits de pointe; iii) gérer le coût du gaz pendant les mois d’hiver; et iv) équilibrer l’offre et la demande quotidiennes sur le réseau de distribution durant les périodes d’utilisation de pointe, principalement durant les mois d’hiver.

FortisBC Energy possède une capacité de stockage totalisant environ 35 PJ. Les installations de stockage de gaz naturel liquéfié en réseau de Tilbury et de Mount Hayes dont FortisBC Energy est propriétaire et qu’elle utilise aux fins de l’écêtement fournissent une capacité de stockage en réseau et une capacité de livraison. FortisBC Energy obtient également une capacité de stockage souterraine et une capacité de livraison aux termes de contrats conclus avec des tiers dans le nord-est de la Colombie-Britannique, en Alberta et dans la région du nord-ouest du Pacifique aux États-Unis. Globalement, les installations de Tilbury et de Mount Hayes de FortisBC Energy, les installations de stockage visées par des contrats et les autres arrangements d’écêtement des pointes peuvent livrer un approvisionnement allant jusqu’à 0,73 PJ par jour à FortisBC Energy durant les jours les plus froids de la saison de chauffage, qui s’étale généralement de décembre à février.

Activités d’atténuation

FortisBC Energy 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 et de stockage non utilisée qui est disponible lorsque les besoins de charge quotidiens des clients sont remplis.

Selon le modèle de partage des revenus prévu par le PIRAG, qui est approuvé par la BCUC, FortisBC Energy peut toucher un paiement incitatif à l’égard de ses activités de rationalisation. Dans le passé, FortisBC Energy a touché environ 1,7 million de dollars par année aux termes du PIRAG, et les économies restantes sont transmises aux clients par le truchement de tarifs réduits. Pour le contrat de gaz pour l’année terminée le 31 octobre 2017, FortisBC Energy a gagné un versement incitatif d’environ 2,4 millions de dollars, sous réserve d’approbation par la BCUC.

Le programme PIRAG actuel a été approuvé par la BCUC après un examen de ce programme en 2011. En 2013, la BCUC a approuvé une prolongation du programme jusqu’au 31 octobre 2016. En août 2016, FortisBC Energy a reçu l’approbation de la BCUC pour le renouvellement du programme PIRAG à compter du 1^{er} novembre 2016 jusqu’au 31 octobre 2019.

Plan de gestion du risque lié aux prix

FortisBC Energy exerce des activités de gestion du risque lié aux prix pour atténuer l’incidence des fluctuations des prix du gaz naturel sur les tarifs demandés aux clients. Ces activités incluent i) des stratégies matérielles d’achat et de stockage de gaz, ii) le mécanisme d’établissement des tarifs actuel et un compte de report trimestriel et iii) l’utilisation d’instruments dérivés, qui ont été instaurés conformément à un plan de gestion du risque lié aux prix examiné et approuvé par la BCUC, tel qu’il est commenté plus loin.

Le 17 juin 2016, la BCUC a approuvé la demande de gestion du risque lié aux prix pour 2015 de FortisBC Energy qui comprenait sa demande d’instaurer un programme de couverture à moyen terme (maximum de trois ans) incluant des cibles précises de prix du marché et des améliorations à l’établissement des tarifs des marchandises. En 2017, les prix cibles du marché et les limites maximums des volumes ont été atteints et, par conséquent, les stratégies relatives au risque lié aux prix ont été instaurées.

Le 13 juin 2017, FortisBC Energy a déposé une demande pour prolonger et modifier les modalités du plan de gestion du risque lié aux prix approuvé auparavant. La BCUC se penche actuellement sur cette demande.

Dégrouperment

Le programme de choix offert aux clients de FortisBC Energy permet aux clients commerciaux et résidentiels admissibles de choisir d’acheter leur approvisionnement en gaz naturel auprès de FortisBC Energy ou directement auprès de tiers négociants. FortisBC Energy continue d’assurer le service de livraison du gaz naturel à l’ensemble de ses clients. Pour l’exercice terminé le 31 décembre 2017, environ 3 % des clients commerciaux admissibles et 3 % des clients résidentiels admissibles participaient au programme en achetant leur approvisionnement auprès d’autres fournisseurs.

FortisAlberta

FortisAlberta est une société réglementée de services publics de distribution d’électricité exerçant ses activités en 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 123 000 km. Bon nombre des clients de FortisAlberta sont situés dans des zones rurales et des banlieues en périphérie des villes d’Edmonton et de Calgary et entre ces villes. Le réseau de distribution de FortisAlberta

sert quelque 556 000 clients, constitués de consommateurs résidentiels, commerciaux, agricoles, pétroliers et gaziers et industriels, et ce réseau a répondu à une demande de pointe de 2 725 MW en 2017.

Marché et ventes

Les livraisons annuelles d'électricité de FortisAlberta se sont établies à 17 018 GWh en 2017 en comparaison de 16 788 GWh en 2016. Les revenus ont atteint 600 millions de dollars en 2017, en regard de 572 millions de dollars en 2016.

Le tableau suivant présente la composition des revenus et des livraisons d'électricité de FortisAlberta selon les catégories de clients pour les exercices 2017 et 2016.

	Revenus (%)		Livraisons en GWh (%) ¹⁾	
	2017	2016	2017	2016
Résidentiels	30,7	31,0	18,1	18,1
Commerces, industries et champ pétrolier de grande envergure	20,8	20,7	59,6	60,1
Installations agricoles	13,0	13,2	8,5	7,9
Petits commerces	12,2	12,0	8,1	8,1
Petit champ pétrolier	8,7	8,8	5,3	5,4
Autres ²⁾	14,6	14,3	0,4	0,4
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

- 1) Les pourcentages en GWh excluent les livraisons de FortisAlberta en GWh aux clients reliés au réseau de transport. Ces livraisons étaient de 6 691 GWh en 2017 et de 6 524 GWh en 2016, en fonction d'un règlement provisoire qui devrait devenir définitif en mai 2018, et consistaient principalement en des livraisons d'énergie faites à des clients industriels de grande envergure qui sont directement reliés au réseau de transport.
- 2) Cette catégorie inclut les revenus réalisés à partir d'autres sources que la livraison d'énergie, y compris les revenus provenant du service d'éclairage des voies publiques et des avenants, reports et rajustements tarifaires.

Conventions de concession

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

FortisAlberta détient des conventions de concession conclues avec 158 municipalités au sein de son territoire de desserte. Les conventions de concession comportent des durées de 10 ans et sont assorties d'une option qui permettra le renouvellement automatique des conventions pour deux durées subséquentes de cinq ans au maximum. Plus de 99 % des conventions de concession de FortisAlberta sont fondées sur le modèle de convention de concession de 2012, aux termes duquel les durées initiales expireront seulement à compter de la fin de 2022.

FortisBC Electric

FortisBC Electric est une société intégrée de services publics réglementés d'électricité 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 Electric sert environ 172 000 clients et a répondu à une demande de pointe de 731 MW en 2017. Les biens de transport et de distribution de FortisBC Electric incluent des lignes de transport et de distribution sur environ 7 300 km et 65 sous-stations.

FortisBC Electric est également responsable 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 Ltd. et à BC Hydro, de l'Expansion Waneta de 335 MW appartenant au partenariat Waneta établi entre Fortis et CPC/CBT, de la centrale hydroélectrique Brilliant de 149 MW, de l'agrandissement de la centrale hydroélectrique Brilliant de 120 MW et de la centrale Arrow Lakes de 185 MW appartenant toutes à CPC/CBT.

Marché et ventes

FortisBC Electric a un bassin de clients variés constitué de clients résidentiels, commerciaux, industriels, de municipalités clientes du service de gros et d'autres clients industriels. Les ventes d'électricité ont atteint 3 305 GWh en 2017, comparativement à 3 119 GWh pour 2016. Les revenus ont augmenté, passant de 377 millions de dollars en 2016 à 398 millions de dollars en 2017.

Le tableau suivant présente la composition des revenus et des ventes d'électricité de FortisBC Electric selon les catégories de clients pour les exercices 2017 et 2016.

	Revenus (%)		Ventes en GWh (%)	
	2017	2016	2017	2016
Résidentiels	46,7	44,6	41,5	40,4
Commerciaux	24,6	24,3	29,4	29,7
Ventes en gros	12,6	11,8	17,9	17,7
Industriels	7,8	8,2	11,2	12,2
Autres ¹⁾	8,3	11,1	–	–
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

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

Production et approvisionnement en électricité

FortisBC Electric comble les besoins d'approvisionnement en électricité de ses clients par une combinaison de sa propre production et de contrats d'achat d'électricité. FortisBC Electric possède quatre centrales hydroélectriques réglementées sur la rivière Kootenay d'une puissance globale de 225 MW fournissant à peu près 45 % de ses besoins énergétiques et 30 % de sa capacité de pointe requise. FortisBC Electric comble le reste de ses besoins au moyen d'un portefeuille de CAE à long et à court termes.

Les quatre centrales de production hydroélectrique de FortisBC Electric sont régies par la CCC multipartite permettant aux six propriétaires distincts de neuf grandes centrales hydroélectriques (d'une puissance combinée de quelque 1 900 MW et relativement proches les unes des autres) de coordonner l'exploitation et les activités de répartition de leurs centrales.

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

Centrale	Puissance (MW)	Propriétaires
Centrale Canal	580	BC Hydro
Barrage Waneta	256	BC Hydro
Barrage Waneta	237	Teck Metals Ltd.
Expansion Waneta	335	Partenariat Waneta
Réseau de la rivière Kootenay	225	FortisBC Electric
Barrage Brilliant	149	BPC
Agrandissement de Brilliant	120	BEPC
Total	1 902	

BPC, BEPC, Teck Metals Ltd., le partenariat Waneta et FortisBC Electric sont collectivement définies dans la CCC en tant que parties à l'admissibilité. La CCC permet à BC Hydro et aux parties à l'admissibilité de produire plus d'électricité à partir de leurs centrales de production respectives qu'elles ne pourraient le faire si elles faisaient affaire de façon indépendante, 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. Aux termes de la CCC, BC Hydro accueille dans son réseau toute l'électricité réellement produite par les centrales énumérées dans le tableau ci-dessus. 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 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 leurs centrales. BC Hydro bénéficie des avantages de l'électricité additionnelle produite grâce à l'exploitation coordonnée et à l'utilisation optimale des débits d'eau. Les parties à l'admissibilité ont l'avantage de connaître plusieurs années à l'avance la quantité d'électricité qu'elles recevront de leurs centrales et, par conséquent, elles ne sont pas soumises à la variabilité hydrologique lorsqu'elles planifient l'approvisionnement de la production. Toutefois, FortisBC Electric conserve à perpétuité les droits relatifs à ses permis d'exploitation hydraulique et à ses débits originaux. Si la CCC prenait fin, la production des centrales du réseau de la rivière Kootenay de FortisBC Electric correspondrait, avec le débit d'eau et le stockage autorisés aux termes de ses permis existants et en fonction d'une moyenne à long terme, à peu près à la production que FortisBC Electric peut réaliser dans le cadre de la CCC.

La CCC n'a aucune incidence sur la propriété des biens de production matériels par FortisBC Electric. La CCC demeure en vigueur jusqu'à ce qu'elle soit résiliée par l'une des parties moyennant un avis d'au moins cinq ans donné à tout moment à compter du 31 décembre 2030.

Le reste de l'approvisionnement en électricité de FortisBC est acquis grâce à des CAE à court et à long termes conclus avec diverses contreparties, y compris l'électricité produite par l'Expansion Waneta, un projet hydroélectrique appartenant au partenariat Waneta, qui est détenu en propriété quant à 51 % par Fortis et quant à 49 % par une filiale de CPC/CBT. En 2017, FortisBC Electric a acheté de la capacité et de l'énergie sur le marché pour répondre à ses besoins énergétiques de pointe et optimiser son portefeuille d'approvisionnement énergétique global. Les achats sur le marché au comptant et les achats contractuels ont comblé environ 12 % des besoins d'approvisionnement énergétique de FortisBC Electric en 2017. Les CAE de FortisBC Electric et ses achats sur le marché ont été acceptés par la BCUC, et les coûts engagés avec prudence aux termes de ceux-ci sont transmis aux clients dans les tarifs d'électricité de FortisBC Electric.

Est du Canada

Le secteur de l'est du Canada est constitué de l'exploitation de Newfoundland Power, de Maritime Electric, de FortisOntario et du placement en actions de 49 % de la société dans le partenariat Wataynikaneyap.

Newfoundland Power est une entreprise intégrée de services publics réglementés d'électricité et le principal distributeur d'électricité de la partie insulaire de Terre-Neuve-et-Labrador, servant quelque 266 000 clients dans environ 600 collectivités. Newfoundland Power a une puissance génératrice installée de 139 MW et a répondu à une demande de pointe de 1 423 MW en 2017. Newfoundland Power est propriétaire et exploitante de lignes de transport et de distribution sur quelque 12 200 km.

Maritime Electric est une entreprise intégrée de services publics réglementés d'électricité et le principal distributeur d'électricité sur l'Î.-P.-É., servant environ 80 000 clients, soit quelque 92 % des consommateurs d'électricité de l'Î.-P.-É. Maritime Electric achète la plus grande partie de l'énergie qu'elle distribue à ses clients à Énergie NB, une société d'État du Nouveau-Brunswick, au moyen de divers contrats d'achat d'énergie. Maritime Electric est propriétaire et exploitante de centrales dotées d'une puissance combinée de 145 MW et a répondu à une demande de pointe de 282 MW en 2017. Maritime Electric est propriétaire et exploitante de lignes de transport et de distribution sur quelque 6 000 km.

Par l'entremise de ses trois entreprises de services publics réglementés en exploitation, FortisOntario fournit un service public d'électricité intégré à environ 66 000 clients de Fort Erie, de Cornwall, de Gananoque, de Port Colborne et du district d'Algoma, en Ontario. FortisOntario est également propriétaire d'une participation de 10 % dans certaines sociétés régionales de distribution d'électricité servant à peu près 40 000 clients. FortisOntario a répondu à une demande de pointe combinée de 240 MW en 2017. FortisOntario est propriétaire et exploitante de lignes de transport et de distribution sur quelque 3 500 km.

Le partenariat Wataynikaneyap est un partenariat entre 22 localités des Premières nations et Fortis ayant pour mandat de raccorder les localités éloignées des Premières nations au réseau d'électricité en Ontario grâce à l'établissement de nouvelles lignes de transport. Le projet d'électricité du partenariat Wataynikaneyap est à l'étape du développement.

Marché et ventes

Les ventes d'électricité attribuables à l'est du Canada se sont établies à 8 355 GWh en 2017, comparativement à 8 374 GWh en 2016. Les revenus se sont établis à 1 062 millions de dollars en 2017, en regard de 1 063 millions de dollars en 2016.

Le tableau suivant présente la composition des revenus et des ventes d'électricité selon les catégories de clients des entreprises de services publics d'électricité dans l'est du Canada pour les exercices 2017 et 2016.

	Revenus (%)		Ventes en GWh (%)	
	2017	2016	2017	2016
Résidentiels	57,1	56,8	56,8	56,9
Commerciaux et industriels	39,4	39,5	43,0	43,0
Autres ¹⁾	3,5	3,7	0,2	0,1
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

1) Cette catégorie comprend les revenus réalisés à partir d'autres sources que la vente d'électricité.

Approvisionnement en électricité

Newfoundland Power

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

Newfoundland Hydro a déposé une demande tarifaire générale auprès du PUB en juillet 2017. La demande proposait initialement une hausse du tarif de gros pour l'électricité facturé à Newfoundland Power de 9,7 % le 1^{er} janvier 2018 et de 9,4 % le 1^{er} janvier 2019. Durant le quatrième trimestre de 2017, Newfoundland Hydro a indiqué qu'elle ne pourrait mettre en application la hausse tarifaire initialement proposée pour le 1^{er} janvier 2018. Le PUB se penche actuellement sur la demande, et le moment et le montant de tout changement des tarifs associés à cette demande sont incertains.

Les variations futures des coûts d'approvisionnement, y compris les coûts liés à l'aménagement des installations de production hydro électrique de la centrale Muskrat Falls et des actifs de transport connexes, pourraient hausser les prix d'électricité de façon à nuire aux ventes de Newfoundland Power. En 2017, Nalcor Energy a indiqué que le coût du projet Muskrat Falls devrait, selon les prévisions, atteindre 12,7 milliards de dollars. En outre, Nalcor Energy a précisé qu'elle se penchait sur les options à sa portée pour atténuer l'incidence des coûts plus élevés du projet sur les prix de l'électricité. Le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a annoncé qu'il procéderait à une enquête publique concernant le projet Muskrat Falls qui doit commencer au début de 2018.

En janvier 2013 et en janvier 2014, Newfoundland Power a subi des pertes d'approvisionnement en électricité causées par Newfoundland Hydro, ce qui a empêché Newfoundland Power de satisfaire à tous les besoins de ses clients. Le PUB mène une enquête et tient une audience sur ces problèmes d'approvisionnement et interruptions de courant du réseau. En septembre 2016, le PUB a rendu son rapport sur la première étape de l'enquête concernant les questions d'approvisionnement et les interruptions de courant. Le rapport a indiqué que Newfoundland Power n'a pas causé les pannes de courant, ni n'y a contribué. Il a également précisé qu'il subsistait de grandes inquiétudes concernant le caractère adéquat et la fiabilité de l'approvisionnement provenant de Newfoundland Hydro. La deuxième phase du processus d'enquête et d'audience se poursuit et vise les questions à plus long terme associées au caractère adéquat et à la fiabilité du système d'interconnexion insulaire avec la centrale hydroélectrique Muskrat Falls.

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

Maritime Electric

Maritime Electric a acheté à Énergie NB 77% de l'électricité dont elle avait besoin pour répondre à la demande de ses clients en 2017. Le reste provenait de l'achat de l'énergie éolienne produite sur l'Î.-P.-É. par des installations appartenant à PEI Energy Corporation et par des installations de production situées sur l'île appartenant à Maritime Electric. Les installations de production de Maritime Electric sur l'île sont utilisées surtout durant les périodes de pointe, pour le chargement des câbles sous-marins et pour les situations d'urgence.

Maritime Electric détient deux contrats d'achat ferme d'énergie ou de capacité, à savoir i) un contrat à prix fixe avec Énergie NB expirant en février 2019 et ii) un contrat visant une capacité de transport avec Énergie NB qui permet à Maritime Electric de réserver 30 MW de capacité à PEI jusqu'en novembre 2032.

Maritime Electric a droit à environ 4,55 % de la production de la centrale nucléaire Point Lepreau d'Énergie NB pendant la durée de vie de celle-ci, et dans le cadre de son admissibilité, elle doit payer sa part du coût en capital et des charges d'exploitation de la centrale.

FortisOntario

Les besoins énergétiques des territoires de desserte de FortisOntario sont comblés à partir de diverses sources. Compagnie d'énergie Niagara achète à la SIERE l'électricité dont elle a besoin pour approvisionner Fort Erie et Port Colborne. Compagnie d'énergie Niagara se procure environ 70 % de l'énergie dont elle a besoin pour Gananoque au moyen d'achats mensuels auprès de Hydro One Networks Inc., et les quelque 30 % restants au moyen d'achats auprès des cinq centrales hydroélectriques de EO Generation LP. Algoma Power fait 100 % de ses achats d'énergie auprès de la SIERE.

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

Cornwall Electric achète la quasi-totalité de ses besoins en électricité à Marketing d’énergie Hydro-Québec aux termes de deux contrats à durée déterminée, le premier visant un approvisionnement d’environ 237 GWh d’énergie par année et une capacité d’au plus 45 MW au même moment, et le deuxième contrat prévoyant une capacité et de l’énergie de 100 MW et un minimum de 300 GWh d’énergie par année. Les deux contrats expirent en décembre 2019. En 2016, Cornwall Electric a négocié avec succès un nouveau contrat qui commence en janvier 2020 et expire en décembre 2030. Le nouveau contrat prévoira au moins 537 GWh d’énergie par année et une capacité maximum de 145 MW au même moment.

Services publics réglementés aux Caraïbes

Le secteur des services publics réglementés d’électricité de la société aux Caraïbes comprend Caribbean Utilities, Fortis Turks and Caicos et le placement en actions de 33 % de la société dans Belize Electricity. Caribbean Utilities est une entreprise intégrée de services publics réglementés d’électricité et le seul fournisseur d’électricité de l’île Grand Caïman, aux îles Caïman. Fortis détenait une participation de propriété majoritaire d’environ 60 % dans Caribbean Utilities en date du 31 décembre 2017. Fortis Turks and Caicos est une entreprise intégrée de services publics réglementés de production, de transport et de distribution desservant les îles Turques et Caïques. Belize Electricity est une entreprise intégrée de services publics d’électricité et le principal distributeur d’électricité au Belize. Les résultats de Belize Electricity ne sont pas inclus dans la description du présent secteur.

Le secteur des services publics réglementés aux Caraïbes sert environ 44,000 clients sur l’île Grand Caïman, les îles Caïman et certaines îles Turques et Caïques et a répondu à une demande de pointe de 142 MW en 2017. L’entreprise de services publics est propriétaire et exploitante de lignes de transport et de distribution sur près de 1,400 km, y compris des câbles sous-marins sur 24 km.

Marché et ventes

Les ventes d’électricité des entreprises de services publics réglementés aux Caraïbes se sont élevées à 841 GWh en 2017, comparativement à 837 GWh en 2016. Les produits ont été de 301 millions de dollars pour 2017, contre 301 millions de dollars en 2016.

En septembre 2017, les îles Turques et Caïques ont été frappées par l’ouragan Irma, qui a causé d’importants dommages aux réseaux de transport et de distribution de Fortis Turks and Caicos. Le rétablissement des îles Turques et Caïques après l’ouragan se poursuit en 2018 alors que les activités de reconstruction progressent et que les entreprises reprennent leurs activités, ce qui peut compenser certaines pertes de production économique résultant de l’ouragan.

Le tableau suivant présente la composition des revenus et des ventes d’électricité selon les catégories de clients des services publics réglementés aux Caraïbes pour les exercices 2017 et 2016.

	Revenus (%)		Ventes en GWh (%)	
	2017	2016	2017	2016
Résidentiels	46,2	44,6	46,1	44,5
Commerciaux et industriels	52,8	54,3	53,9	55,5
Autres ¹⁾	1,0	1,1	–	–
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

1) Y compris les revenus tirés d’autres sources que la vente d’électricité

Approvisionnement en électricité

Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos comptent sur des centrales au diesel pour produire sur place l’électricité destinée à leurs clients, la capacité de production installée atteignant respectivement 161 MW et 84 MW.

Caribbean Utilities est partie à des contrats principal et secondaire d’achat de combustible avec deux fournisseurs différents auprès desquels elle s’est engagée à acheter respectivement, aux termes de chacun des contrats, environ 60 % et 40 % de ses besoins en combustible diesel pour l’exploitation de sa centrale alimentée au diesel. Les contrats d’achat de combustible ont expiré le 31 août 2017 et sont actuellement en voie de négociation.

En 2017, Fortis TCI a installé et mis en service ses deux premiers systèmes photovoltaïques dans le cadre de son programme d’énergie renouvelable appartenant à des services publics d’une capacité globale totale de 178 KW. De plus, la signature du contrat

officiel pour l'acquisition du moteur Wartsila 20V32 d'une capacité de 8,75 MW a eu lieu en 2017. Le moteur devrait être mis en service en 2019.

L'ouragan Irma a affecté environ 50 % des infrastructures de transport et de développement de Fortis Turks and Caicos. Le renforcement du réseau et les réparations qui ont suivi les ouragans ont permis à FortisTCI de concevoir et de reconstruire son infrastructure électrique afin qu'elle puisse mieux résister aux ouragans de catégorie cinq pour continuer à fournir un service fiable 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 14 millions de gallons impériaux par année.

Activités non réglementées

Infrastructures énergétiques

Le secteur des activités, infrastructures énergétiques de la société est surtout constitué d'actifs de production sous contrats à long terme en Colombie-Britannique et au Belize, ainsi que d'une installation de stockage de gaz en Colombie-Britannique (Aitken Creek). Les actifs de production en Colombie-Britannique incluent la participation majoritaire de 51 % de la société dans l'Expansion Waneta de 335 MW, relevant du partenariat Waneta, CPC/CBT détenant la participation restante de 49 %. Tout le débit de l'Expansion Waneta est vendu à BC Hydro et à FortisBC Electric aux termes de contrats d'une durée de 40 ans. Tel que déjà décrit, FortisBC Electric exploite et entretient l'Expansion Waneta.

Les actifs de production au Belize sont constitués de trois centrales hydroélectriques d'une capacité combinée de 51 MW qui sont détenues par l'entremise de BECOL, la filiale en propriété exclusive indirecte de la société. La totalité de la production de ces centrales est vendue à Belize Electricity aux termes de CAE d'une durée de 50 ans échéant en 2055 et en 2060.

ACGS, qui a été acquise par Fortis en avril 2016, est propriétaire de 93,8 % de Aitken Creek, la seule installation de stockage souterrain de gaz naturel en Colombie-Britannique d'une capacité de gaz de travail totale de 77 milliards de pieds cubes. ACGS conclut des contrats avec des tiers à la fois pour des opérations de location et de parcage et détient également sa propre capacité exclusive.

Les actifs de production en Ontario sont constitués de l'exploitation d'une centrale de cogénération alimentée au gaz de 5MW à Cornwall qui appartient à FortisOntario et est exploitée par Cornwall Electric. Toute la production d'énergie thermique de cette centrale est vendue à des tiers externes, tandis que toute la production d'électricité est vendue à Cornwall Electric.

En février 2016, la société a vendu sa centrale hydroélectrique au fil de l'eau Walden de 16 MW en Colombie-Britannique.

Marché et ventes

Les ventes d'énergie provenant des actifs d'infrastructures énergétiques se sont élevées à 918 GWh en 2017, contre 901 GWh en 2016. Les revenus se sont établis à 226 millions de dollars en 2017, en comparaison de 193 millions de dollars en 2016. L'augmentation des revenus s'explique par une contribution accrue de Aitken Creek durant le premier trimestre de 2017 par suite de son acquisition survenue en avril 2016.

Siège social et autres

Le secteur siège social et autres permet de saisir les éléments de dépenses et de revenus qui ne sont pas précisément liés à un secteur isolable, de même que les activités qui se trouvent sous le seuil requis pour être présentées en tant que secteurs distincts. Le secteur siège social et autres comprend le montant net des dépenses du siège social de Fortis et des dépenses de sociétés de portefeuille non réglementées de FHI.

RESSOURCES HUMAINES

En date du 31 décembre 2017, Fortis et ses filiales comptaient quelque 8 500 employés, dont 52 % au Canada, 43 % aux É.-U. et 5 % dans d'autres pays. Le tableau suivant présente la répartition des employés en équivalent temps plein parmi les filiales et le siège social de la société.

	Employés	Participation à une convention collective	Syndicat(s)	Date(s) d'expiration des conventions collectives en vigueur
Services publics d'électricité et de gaz réglementés – États-Unis				
ITC	669	Aucune	–	–
UNS Energy	2 024	53 %	FIOE	Juin 2018 – Février 2020
Central Hudson	1 004	59 %	FIOE	Mars 2018 – Avril 2022
Services publics de gaz et d'électricité réglementés – Canada				
FortisBC Energy	1 719	65 %	FIOE, SEPB	Mars 2018 – Mars 2022
FortisAlberta	1 116	80 %	UUWA	Décembre 2020
FortisBC Electric	510	70 %	FIOE, SEPB	Décembre 2018 – Mars 2022
Est du Canada	989	58 %	FIOE, SEPB, Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique	Septembre 2017 ¹⁾ – Décembre 2019
Services publics d'électricité réglementés – Caraïbes ²⁾				
	380	Aucune	–	–
Services publics non réglementés				
Infrastructures énergétiques ³⁾	66	Aucune	–	–
Siège social et autres ⁴⁾	57	Aucune	–	–
Total	8 534	54 %	–	–

1) Les deux conventions collectives entre Newfoundland Power et la FIOE, section locale 1620, ont expiré le 30 septembre 2017. Les négociations des conventions collectives ont commencé durant le quatrième trimestre de 2017.

2) À l'exclusion de Belize Electricity

3) Y compris les employés de BECOL, de ACGS et de FAES. Les activités reliées aux infrastructures énergétiques en Colombie-Britannique et en Ontario relèvent des employés de FortisBC Inc. et de FortisOntario, respectivement.

4) Y compris les employés de Fortis Inc.

Les filiales de la société doivent assurer le perfectionnement de leur personnel compétent et le fidéliser dans le cadre de leurs exploitations. Bon nombre des employés des entreprises de services publics de la société possèdent des talents et une formation spécialisés, et Fortis doit rivaliser sur le marché pour de tels travailleurs. L'important programme d'immobilisations consolidé de la société pourrait présenter des défis, car les entreprises de services publics de celle-ci devront s'assurer de disposer de la main-d'œuvre qualifiée nécessaire à la réalisation des projets en immobilisations.

POURSUITES JUDICIAIRES ET INSTANCES RÉGLEMENTAIRES

Il n'y a aucune poursuite judiciaire comportant une action en dommages-intérêts représentant plus de 10 % des actifs à court terme de la société à laquelle la société est ou a été partie ou qui met ou a mis en cause ses biens pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2017, et il n'y a pas non plus de poursuite qui, à la connaissance de la société, est envisagée.

Des renseignements sur les poursuites visant la société figurent à la note 30 des états financiers consolidés audités de la société pour 2017, qui sont intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle.

Les entreprises des services publics de la société sont exploitées principalement selon la méthodologie du coût du service réglementé, à laquelle sont jumelés des mécanismes de tarification axée sur le rendement dans certains territoires, et sont réglementées par les autorités de réglementation de leur territoire d'exploitation respectif. Il n'y a eu aucune a) amende ou sanction infligée à la société par un tribunal en vertu de la législation sur les valeurs mobilières ou par un organisme de réglementation pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2017; b) autre amende ou sanction infligée à la société par un tribunal ou par un organisme de réglementation et qui serait vraisemblablement considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision de placement; ni aucun c) règlement à l'amiable conclu par la société devant un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou avec un organisme de réglementation pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2017.

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 d'électricité et de gaz de la société, il y a lieu de consulter la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » du rapport de gestion et des notes 2 et 8 afférentes aux états financiers consolidés audités pour 2017, lesquels sont tous intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle et peuvent être consultés sur SEDAR.

FACTEURS DE RISQUE

Pour de plus amples renseignements au sujet des risques commerciaux auxquels la société est exposée, il y a lieu de consulter la rubrique « Gestion des risques d'affaires » du rapport de gestion, qui est intégré par renvoi dans la présente notice annuelle et peut être consulté sur SEDAR.

RESPONSABILITÉ SOCIALE DE L'ENTREPRISE

Fortis est déterminée à exercer ses activités d'une manière respectueuse de l'environnement et socialement responsable. La société et ses entreprises de services publics ont chacune un éventail de politiques, de pratiques et de programmes sociaux et environnementaux. Fortis a un code de déontologie commerciale qui énonce les normes de la société en matière de conduite éthique pour son entreprise, qui s'applique à l'ensemble de ses administrateurs, dirigeants et employés, et dans la mesure du possible, également aux consultants, entrepreneurs et représentants de Fortis et de chacune de ses filiales.

Politiques sociales et axées sur la diversité

En 2015, Fortis a adopté une politique sur la diversité qui décrit les principes et les objectifs en matière de diversité au sein du conseil et de la haute direction de la société. En 2017, la société a modifié sa politique sur la diversité et s'est engagée à maintenir un conseil dont au moins le tiers des administrateurs indépendants sont représentés par chaque sexe, et Fortis atteint actuellement ce niveau. Pour plus de renseignements sur la politique sur la diversité de la société, il y a lieu de consulter la circulaire de sollicitation de procurations par la direction de celle-ci datée du 17 mars 2017, qui peut être consultée sur SEDAR.

Chacune des filiales d'exploitation est une entité indépendante responsable de la mise en œuvre de politiques, de programmes et de pratiques adhérant aux normes établies dans les politiques de la société, tout en tenant compte de la compétence et de l'environnement d'exploitation unique de la filiale. Les politiques sociales et environnementales en place au sein des entreprises de services publics de la société incluent, notamment, un code de déontologie, des politiques en matière de santé, de sécurité et d'environnement, des politiques sur la diversité, des politiques sur l'égalité des chances, un milieu de travail respectueux, des politiques sur le harcèlement et la violence en milieu de travail, des politiques sur la non-discrimination fondée sur la déficience et des politiques sur le logement.

Environnement, durabilité et supervision de la réglementation

Fortis est d'avis qu'une gestion responsable en matière d'environnement et de durabilité est bonne pour son entreprise et ses clients. La société se concentre sur l'exploitation de ses réseaux énergétiques d'une manière durable, en aidant ses clients à réduire leur consommation et à devenir plus écoénergétiques et en atteignant son objectif de livrer de l'énergie sécuritaire, fiable, plus propre et abordable à long terme. L'énoncé environnemental de la société indique son engagement à respecter l'ensemble des lois et règlements applicables concernant la protection de l'environnement, à effectuer régulièrement la surveillance et des audits des systèmes de gestion environnementale et à rechercher des occasions possibles et rentables de diminuer les émissions de GES et d'accroître les sources d'énergie renouvelable. Le comité de gouvernance et des mises en candidature du conseil est chargé de la supervision de la structure et des pratiques en matière de gouvernance, y compris d'examiner les programmes conçus pour promouvoir la conscience sociale, ainsi que la responsabilité environnementale et sociale.

L'empreinte environnementale de la société est relativement faible en comparaison de ses homologues puisque ses services publics réglementés sont principalement constitués d'actifs de transport et de distribution, qui dégagent des émissions directes minimales de GES. Les émissions de GES de la société proviennent surtout de ses actifs de production, y compris la production à base de combustibles fossiles représentant 5 % des actifs totaux de la société. TEP est la principale entreprise de production à base de combustibles fossiles et prend d'importantes mesures afin de réduire sa production alimentée au charbon et les émissions de carbone qui en résultent. TEP prévoit une réduction de 36 % (508 MW) de sa production alimentée au charbon au cours des cinq prochaines années au moyen de la mise hors service de centrales.

Fortis et ses filiales partagent un engagement envers l'environnement dans le cadre de leurs activités. Chaque filiale d'exploitation a un système global de gestion environnementale, la plupart ayant des systèmes de gestion environnementale conformes à la norme ISO 14001. Chaque filiale d'exploitation examine régulièrement ses systèmes et protocoles de gestion environnementale, vise toujours l'amélioration du rendement et établit et examine régulièrement les objectifs, les cibles et les programmes environnementaux.

Dans le cadre du processus de réglementation, chaque filiale d'exploitation s'entretient de manière continue avec les intervenants, y compris les groupes communautaires, les autorités de réglementation et les clients, afin d'aborder l'impact environnemental des occasions de placement pour livrer une énergie sécuritaire, fiable et efficace aux clients dans leurs territoires de desserte. La société et ses filiales sont assujetties à divers règlements, lois et lignes directrices des autorités fédérales, provinciales, étatiques et municipales concernant la protection de l'environnement. Le respect des lois, des règlements et des lignes directrices en matière d'environnement engendre des coûts d'exploitation et des dépenses en immobilisations considérables. Pour les services publics réglementés de la société, les coûts d'exploitation et les dépenses en immobilisations engagés avec prudence qui sont associés aux

initiatives relatives à la protection de l'environnement, au respect des lois, des règlements et des lignes directrices sur l'environnement, ainsi qu'aux dommages environnementaux peuvent en général être recouverts dans les tarifs des clients. Il n'y a toutefois aucune assurance que tous ces coûts seront récupérés, ni que le recouvrement continu dans les tarifs des clients sera permis.

Éventualités environnementales

TEP

Remise en état des mines aux centrales non exploitées par TEP. TEP paie les coûts de remise en état associés à trois mines de charbon qui approvisionnent les installations de production dans lesquelles elle détient une participation de propriété, mais qu'elle n'exploite pas. La quote-part de TEP dans les coûts de remise en état devrait s'élever à 61 millions de dollars US à l'expiration des contrats de charbon qui prennent fin entre 2019 et 2031. Le passif au titre de la remise en état des mines constaté en date du 31 décembre 2017 s'élevait à 43 millions de dollars (34 millions de dollars US) et représente la valeur actuelle du passif estimatif futur.

Les montants comptabilisés au titre de la remise en état finale sont fondés sur diverses hypothèses, dont l'estimation des coûts de remise en état, les dates auxquelles la remise en état finale aura lieu et le taux d'inflation prévu. Au fur et à mesure que ces hypothèses changeront, TEP ajustera prospectivement les charges relatives à la remise en état finale sur la durée résiduelle des contrats d'approvisionnement en charbon. TEP ne croit pas que la comptabilisation de ses obligations en matière de remise en état finale aura une incidence importante sur elle au cours de toute année donnée, car la comptabilisation aura lieu pendant la durée résiduelle de ses contrats d'approvisionnement en charbon. TEP est autorisée à recouvrer l'intégralité de ces coûts de remise en état auprès de ses clients de détail et, par conséquent, ces coûts seront reportés à titre d'actif réglementaire.

Central Hudson

Anciennes installations des UGM. Central Hudson a été informée par le New York State Department of Environmental Conservation de faire des recherches au sujet des UGM aux emplacements dont la société ou ses prédécesseurs ont déjà été propriétaires et/ou exploitants et, au besoin, de procéder à leur remise en état. Central Hudson établit les charges à payer au titre des coûts de remise en état en fonction des montants pouvant être raisonnablement estimés. En date du 31 décembre 2017, une obligation de 69 millions de dollars (55 millions de dollars US) était constatée. Central Hudson a informé ses assureurs et entend leur demander un remboursement lorsqu'une garantie existe. De plus, tel que l'autorise le PSC, Central Hudson a actuellement l'autorisation de reporter les écarts entre les coûts réels reliés aux activités de recherche et de remise en état des UGM et les allocations de tarifs y étant associées en vue de les recouvrer à l'avenir auprès des clients.

STRUCTURE DU CAPITAL ET DIVIDENDES

Description de la structure du capital

Le capital-actions autorisé de la société est constitué d'un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale, d'un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang, sans valeur nominale et d'un nombre illimité d'actions privilégiées de deuxième rang, sans valeur nominale.

En date du 14 février 2018, la société avait 421,1 millions d'actions ordinaires, 5,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série F, 9,2 millions d'actions privilégiées de premier rang, série G, 7,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série H, 3,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série I, 8,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série J, 10,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série K et 24,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série M émises et en circulation.

Pour un sommaire des modalités des titres autorisés de la société, ainsi que pour des renseignements sur les opérations effectuées sur les titres cotés en bourse de la société, il y a lieu de consulter le supplément A et le supplément B de la présente notice annuelle de 2017.

Dividendes et distributions

La déclaration et le paiement de dividendes sur les actions ordinaires et les actions privilégiées de premier rang de la société sont laissés à la discrétion du conseil. Les dividendes sur les actions ordinaires sont payés chaque trimestre, les 1^{er} mars, juin, septembre et décembre de chaque année. Les dividendes sur les actions privilégiées de premier rang, séries F, G, H, I, J, K et M de la société sont payés chaque trimestre.

En octobre 2017, Fortis a augmenté son dividende par action ordinaire de 6,25 % à 0,425 \$ par action, soit 1,70 \$ sur une base annualisée. En décembre 2017, le conseil a déclaré un dividende pour le premier trimestre de 2018 sur les actions ordinaires au montant de 0,425 \$ par action et sur les actions privilégiées de premier rang, séries F, G, H, I, J, K et M conformément au taux

annuel applicable. Les dividendes du premier trimestre sur les actions ordinaires et les actions privilégiées de premier rang, séries F, G, H, I, J, K et M doivent être versés le 1^{er} mars 2018 aux porteurs inscrits en date du 15 février 2018.

Fortis continue de cibler une croissance annuelle moyenne des dividendes de 6 % jusqu'en 2022. Ces indications relatives aux dividendes tiennent compte de nombreux facteurs, y compris l'attente d'issues raisonnables des instances de réglementation touchant les services publics de la société, l'exécution fructueuse de son programme de dépenses en immobilisations sur cinq ans et la confiance continue de la direction dans la solidité du portefeuille d'actifs diversifiés de la société et ses antécédents d'excellence opérationnelle.

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

	2017	2016	2015
Actions ordinaires	1,6500 \$	1,5500 \$	1,4300 \$
Actions privilégiées de premier rang, série E ¹⁾	–	0,6126 \$	1,2250 \$
Actions privilégiées de premier rang, série F ²⁾	1,2250 \$	1,2250 \$	1,2250 \$
Actions privilégiées de premier rang, série G ³⁾	0,9708 \$	0,9708 \$	0,9708 \$
Actions privilégiées de premier rang, série H ⁴⁾	0,6250 \$	0,6250 \$	0,7344 \$
Actions privilégiées de premier rang, série I ⁵⁾	0,5262 \$	0,4874 \$	0,3637 \$
Actions privilégiées de premier rang, série J ²⁾	1,1875 \$	1,1875 \$	1,1875 \$
Actions privilégiées de premier rang, série K ⁶⁾	1,0000 \$	1,0000 \$	1,0000 \$
Actions privilégiées de premier rang, série M ⁷⁾	1,0250 \$	1,0250 \$	1,0250 \$

- 1) En septembre 2016, la société a racheté la totalité des actions privilégiées de premier rang, série E émises et en circulation.
- 2) Le taux de dividende sur les actions privilégiées de premier rang, série F et les actions privilégiées de premier rang, série J est fixe et n'est pas rétabli.
- 3) Le taux fixe du dividende annuel par action pour les actions privilégiées de premier rang, série G a été rétabli, passant de 1,3125 \$ à 0,9708 \$, pour la période de cinq ans allant du 1^{er} septembre 2013, inclusivement, au 1^{er} septembre 2018, exclusivement.
- 4) Le taux fixe du dividende annuel par action pour les actions privilégiées de premier rang, série H a été rétabli, passant de 1,0625 \$ à 0,6250 \$ pour la période de cinq ans allant du 1^{er} juin 2015, inclusivement, au 1^{er} juin 2020, exclusivement.
- 5) Les actions privilégiées de premier rang, série I donnent droit à des dividendes cumulatifs à taux variables, soit un taux qui sera rétabli chaque trimestre selon le taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à trois mois alors en vigueur, majoré de 1,45 %.
- 6) Les actions privilégiées de premier rang à taux fixe rétabli de série K ont été émises en juillet 2013 à 25,00 \$ par action et donnent droit à des dividendes cumulatifs de 1,0000 \$ par action par année pour les six premières années.
- 7) Les actions privilégiées de premier rang à taux fixe rétabli de série M ont été émises en septembre 2014 à 25,00 \$ par action et donnent droit à des dividendes cumulatifs de 1,0250 \$ 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.

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 des dividendes privilégiés cumulatifs relatives aux actions privilégiées qui ne sont pas émises à titre de dividendes en actions), ni verser quelque autre distribution ou remboursement sur ses actions ni faire de remboursement anticipé de dette subordonnée s'il devait immédiatement s'ensuivre que ses obligations consolidées à long terme représentent plus de 75 % du total de sa structure du capital consolidé.

La société dispose d'une facilité de crédit renouvelable non garantie consentie de 1,3 milliard de dollars venant à échéance en juillet 2022 et pouvant servir aux fins générales de l'entreprise. 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, 65 %.

En date des 31 décembre 2017 et 2016, la société était en conformité avec les clauses restrictives applicables aux distributions de dividendes, tel qu'il est décrit ci-dessus.

Placements antérieurs

En juillet 2017, Fortis a échangé ses billets de premier rang non garantis et non inscrits de 2,0 milliards de dollars US (2,6 milliards de dollars) contre des billets de premier rang non garantis et inscrits de 2,0 milliards de dollars US (2,6 milliards de dollars) aux termes de son prospectus préalable de base d'une durée de 25 mois dans le cadre duquel Fortis peut émettre des actions ordinaires ou privilégiées, des reçus de souscription ou des titres de créance pour un montant en capital global maximum de 5 milliards de dollars. Les billets ne sont inscrits la cote d'aucune bourse ni ne sont négociés par le public. En date du 31 décembre 2017, un montant en capital approximatif de 1,5 milliard de dollars demeurait disponible au titre du prospectus préalable de base.

Notations du crédit

Les titres émis par Fortis et par ses entreprises de services publics auxquelles une note est attribuée sans notés par une ou plusieurs agences de notation, notamment DBRS, Fitch, 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 constituent pas des recommandations d'achat, de vente ou de détention de titres. Les notes peuvent être révisées ou retirées en tout temps par l'agence de notations. Les perspectives des notations du crédit de la société ont été confirmées comme étant stables par DBRS, Fitch, S&P et Moody's. Le tableau suivant présente sommairement les notations des titres de créance de la société en date du 14 février 2018.

Société	Titre	DBRS	S&P	Moody's
Fortis	Dettes de premier rang non garantie	BBB (élevée)	BBB+	Baa3
Caribbean Utilities	Dettes de premier rang non garantie	A (faible)	A-	-
Central Hudson ¹⁾	Dettes de premier rang non garantie	-	A-	A2
FortisBC Energy	Dettes de premier rang non garantie	A	-	A3
	Papier commercial	R-1 (faible)	-	-
FortisAlberta	Dettes de premier rang non garantie	A (faible)	A-	-
FortisBC Electric	Dettes de premier rang garantie	A (faible)	-	-
	Dettes de premier rang non garantie	A (faible)	-	Baa1
ITC Holdings ²⁾	Dettes de premier rang non garantie	-	A-	Baa2
	Papier commercial	-	A-2	Préférentielle-2
ITC Great Plains	Obligations de première hypothèque	-	A	A1
ITC Midwest	Obligations de première hypothèque	-	A	A1
ITCTransmission	Obligations de première hypothèque	-	A	A1
Maritime Electric	Dettes de premier rang garantie	-	A	-
METC	Dettes de premier rang garantie	-	A	A1
Newfoundland Power	Obligations de première hypothèque	A	-	A2
TEP ³⁾	Dettes de premier rang non garantie	-	A-	A3
UNS Electric	Dettes de premier rang non garantie	-	-	A3
	Facilité de crédit bancaire de premier rang non garantie	-	-	A3
UNS Gas	Dettes de premier rang non garantie	-	-	A3
UNS Energy	Facilité de crédit bancaire de premier rang non garantie	-	-	Baa1

1) La dette de premier rang non garantie de Central Hudson est également notée par Fitch à « A- ».

2) En septembre 2017, S&P a haussé la notation de la dette de premier rang non garantie de ITC Holdings en la faisant passer de « BBB+ » à « A- ».

3) En avril 2017, S&P a haussé la notation de la dette de premier rang non garantie de TEP en la faisant passer de « BBB+ » à « A- ».

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. Ces modificateurs ne sont pas ajoutés aux notations inférieures à CCC. 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. Les titres d'emprunt notés BBB démontrent des paramètres de protection adéquats. Toutefois, une conjoncture économique défavorable ou une situation évolutive sont plus susceptibles d'affaiblir la capacité de l'émetteur de respecter son engagement financier à l'égard de l'obligation.

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 de sa catégorie de notation générique 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.

Les notations de la dette à court terme de Moody's font partie d'une échelle de notations qui inclut quatre désignations, qui sont toutes jugées correspondre à des placements de qualité. De la plus haute à la plus faible capacité relative de remboursement des émetteurs notés, ces désignations sont préférentielle -1, préférentielle-2, préférentielle-3 et non préférentielle. Les émetteurs ayant une notation non préférentielle ne s'inscrivent dans aucune des catégories de notation préférentielle. Selon Moody's, une notation préférentielle-2 signifie qu'un émetteur a une forte capacité de remboursement des obligations de dette à court terme.

Fitch accorde des notations à la dette à long terme au moyen de catégories de notes allant de AAA à C, qui représentent l'écart entre la plus haute et la plus basse qualité de ces titres. Fitch utilise les désignations « + » ou « - » pour donner une indication du statut des titres à l'intérieur d'une catégorie de notation particulière. Ces modificateurs ne sont pas ajoutés à la notation AAA, ni aux notations inférieures à B. Fitch déclare que ses notations de crédit donnent une opinion sur la capacité relative d'une entité de s'acquitter de ses engagements financiers, comme ses obligations au titre de l'intérêt, des dividendes privilégiés, du remboursement du capital, des réclamations d'assurance ou de ses obligations en tant que contrepartie. Les notations de crédit de Fitch ne portent pas directement sur d'autres risques que le risque de crédit. La note « A » indique que, selon les attentes, le risque de défaut est faible et la capacité de paiement des engagements financiers est solide. Une note « BBB » indique que, selon les attentes actuelles, le risque de défaut est faible et la capacité de paiement des engagements financiers est adéquate.

La société et/ou chacun de ses services publics actuellement notés versent à DBRS, à Fitch, à S&P et/ou à Moody's des frais annuels de suivi et des frais non récurrents à l'égard de chaque émission notée. Fortis a également versé des frais à S&P et à Moody's au cours des deux dernières années à l'égard de certains services de consultation fournis relativement à l'acquisition de ITC.

ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

Le conseil dispose de lignes directrices en matière de gouvernance qui traitent de divers éléments, y compris le mandat des administrateurs. Les lignes directrices en matière de gouvernance prévoient que les administrateurs de la société sont élus pour un mandat d'un an et, sauf dans des circonstances exceptionnelles 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 72 ans ou ont siégé au conseil pendant 12 ans, selon le premier événement.

Le tableau suivant présente, en date du 14 février 2018, le nom, la province ou l'État et le pays de résidence de chacun des administrateurs de la société, ainsi que leurs postes principaux au cours des cinq dernières années. Le mandat de chacun des administrateurs expire à la fermeture de l'assemblée annuelle des actionnaires du 3 mai 2018.

Nom, résidence, poste principal au cours des cinq dernières années	Administrateur depuis	Comités ¹⁾		
		CA	GMC	RH
DOUGLAS J. HAUGHEY (président du conseil) (Alberta) Canada M. Haughey, 61 ans, administrateur d'entreprise, a été chef de la direction de The Churchill Corporation d'août 2012 à mai 2013. M. Haughey a été nommé président du conseil en septembre 2016.	Mai 2009	●	●	●
TRACEY C. BALL (Colombie-Britannique) Canada M ^{me} Ball, 60 ans, administratrice d'entreprise, a été vice-présidente directrice et chef des finances du groupe de Canadian Western Bank de 2006 jusqu'à son départ à la retraite en septembre 2014.	Mai 2014	P	●	
PIERRE J. BLOUIN (Québec) Canada M. Blouin, 59 ans, administrateur d'entreprise, a été chef de la direction de Manitoba Telecom Services Inc. de 2005 jusqu'à son départ à la retraite en décembre 2014.	Mai 2015		●	●
LAWRENCE T. BORGARD , Floride, É.-U. M. Borgard, 56 ans, administrateur d'entreprise, a été président et chef de l'exploitation de Integrys Energy Group et chef de la direction de chacune des six entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz naturel de Integrys jusqu'à son départ à la retraite en 2015.	Mai 2017	●		
MAURA J. CLARK , New York, É.-U. M ^{me} Clark, 59 ans, administratrice d'entreprise, a quitté Direct Energy, une filiale de Centrica plc, pour prendre sa retraite en mars 2014, alors qu'elle était présidente de Direct Energy depuis 2007.	Mai 2015	●	●	
MARGARITA K. DILLEY , Virginie, É.-U. M ^{me} Dilley, 60 ans, administratrice d'entreprise, siège en tant qu'administratrice de CH Energy Group depuis 2004 et est présidente de ce conseil.	Mai 2016	●		●
IDA J. GOODREAU (Colombie-Britannique) Canada M ^{me} Goodreau, 66 ans, administratrice d'entreprise, a été présidente et chef de la direction de LifeLabs jusqu'à son départ à la retraite en 2009.	Mai 2009		●	P
R. HARRY McWATTERS (Colombie-Britannique) Canada M. McWatters, 72 ans, est président de Vintage Consulting Group Inc., de Harry McWatters Inc. et de TIME Estate Winery, qui s'occupent toutes de divers aspects de l'industrie vinicole de la Colombie-Britannique.	Mai 2007		●	
RONALD D. MUNKLEY (Ontario) Canada M. Munkley, 71 ans, administrateur d'entreprise, a quitté son poste de vice-président du conseil et directeur du secteur de l'électricité et des services publics de Marchés mondiaux CIBC pour prendre sa retraite en 2009.	Mai 2009		P	●
BARRY V. PERRY (Terre-Neuve-et-Labrador) Canada M. Perry, 53 ans, est président et chef de la direction de la société. Il a été président de la société de juin 2014 à décembre 2014 et auparavant, il a été vice-président, finances et chef des finances.	Janvier 2015		2)	
JOSEPH L. WELCH , Floride, É.-U. M. Welch, 69 ans, administrateur d'entreprise, a été président et chef de la direction de ITC Holdings jusqu'à son départ à la retraite en octobre 2016.	Mai 2017		3)	
JO MARK ZUREL , (Terre-Neuve-et-Labrador) Canada M. Zurel, 53 ans, est président de Stonebridge Capital Inc., une société de placement fermée.	Mai 2016	●		●

1) Comité d'audit, comité de gouvernance et des mises en candidature et comité des ressources humaines

2) M. Perry n'est membre d'aucun comité puisqu'il est président et chef de la direction de la société

3) M. Welch n'est membre d'aucun comité puisqu'il n'est pas indépendant parce qu'il était président et chef de la direction de ITC Holdings jusqu'en octobre 2016. Il sera considéré comme étant indépendant en novembre 2019.

Le tableau qui suit donne le nom, la province ou l'État et le pays de résidence de chacun des membres de la haute direction de Fortis, en date du 31 décembre 2017, ainsi que leur fonction et leurs postes principaux au cours des cinq dernières années.

Nom, résidence, poste principal au cours des cinq dernières années	Fonction
<p>BARRY V. PERRY (Terre-Neuve-et-Labrador) Canada M. Perry a été nommé président et chef de la direction en janvier 2015. Il a été président de Fortis de juin 2014 à janvier 2015. De 2004 à juin 2014, M. Perry a été vice-président, finances et chef des finances de Fortis.</p>	Président et chef de la direction
<p>KARL W. SMITH (Terre-Neuve-et-Labrador) Canada M. Smith a été nommé vice-président directeur, chef des finances en juin 2014. De 2007 à juin 2014, M. Smith a été président et chef de la direction de FortisAlberta.</p>	Vice-président et directeur, chef des finances
<p>NORA M. DUKE (Terre-Neuve-et-Labrador) Canada M^{me} Duke a été nommée vice-présidente directrice, services aux entreprises et chef des ressources humaines en août 2015 et vice-présidente directrice, durabilité et chef des ressources humaines en décembre 2017. De 2008 à août 2015, M^{me} Duke a été présidente et chef de la direction de Fortis Properties.</p>	Vice-présidente directrice, durabilité et chef des ressources humaines
<p>JAMES P. LAURITO, Floride, É.-U. M. Laurito a été nommé vice-président directeur, développement de l'entreprise en avril 2016. De 2010 à avril 2016, M. Laurito a été président et chef de la direction de Central Hudson.</p>	Vice-président directeur, développement de l'entreprise
<p>GARRY J. SMITH (Terre-Neuve-et-Labrador) Canada M. Smith a été nommé vice-président directeur, exploitation dans l'est du Canada et les Caraïbes en juin 2017. M. Smith a été président et chef de la direction de Newfoundland Power de 2014 à juin 2017 et vice-président, activités auprès de la clientèle et ingénierie à Newfoundland Power de 2008 à 2014.</p>	Vice-président directeur, exploitation dans l'est du Canada et les Caraïbes
<p>DAVID C. BENNETT (Terre-Neuve-et-Labrador) Canada M. Bennett a été nommé vice-président directeur, chef du contentieux et secrétaire de la société en mai 2016 et auparavant, il était vice-président, chef du contentieux et secrétaire de la société depuis septembre 2014. M. Bennett a été vice-président, soutien de l'exploitation, avocat général et secrétaire de la société de FortisBC de 2013 à septembre 2014.</p>	Vice-président directeur, chef du contentieux et secrétaire de la société
<p>PHONSE J. DELANEY (Terre-Neuve-et-Labrador) Canada M. Delaney a été nommé vice-président directeur, chef de l'information en juin 2017. M. Delaney a été président et chef de la direction de FortisAlberta de 2014 à juin 2017 et vice-président directeur, exploitation, ingénierie et technologie de l'information de FortisAlberta de 2008 à 2014.</p>	Vice-président directeur, chef de l'information
<p>EARL A. LUDLOW (Terre-Neuve-et-Labrador) Canada M. Ludlow a été nommé conseiller opérationnel auprès du président et chef de la direction en juin 2017 et a été vice-président directeur, exploitation dans l'est du Canada et les Caraïbes d'août 2014 à mai 2017. M. Ludlow a été président et chef de la direction de Newfoundland Power de 2007 à août 2014.</p>	Conseiller opérationnel du président et chef de la direction
<p>STEPHANIE A. AMAIMO, Michigan, É.-U. M^{me} Amaimo a été nommée vice-présidente, relations avec les investisseurs, en octobre 2017. M^{me} Amaimo a été directrice, relations avec les investisseurs d'octobre 2016 à octobre 2017. Elle a été directrice, relations avec les investisseurs et gestionnaire, planification financière et analyse auprès de ITC Holdings de 2015 à 2016 et de 2013 à 2015, respectivement.</p>	Vice-présidente, relations avec les investisseurs
<p>KAREN J. GOSSE (Terre-Neuve-et-Labrador) Canada M^{me} Gosse a été nommée vice-présidente, planification et prévisions en novembre 2015. M^{me} Gosse a été vice-présidente, finances et chef des finances de Fortis Properties de 2013 à novembre 2015.</p>	Vice-présidente, planification et prévisions
<p>REGAN P. O'DEA (Terre-Neuve-et-Labrador) Canada M. O'Dea a été nommé vice-président, conseiller juridique général de la société en mai 2017 et a été conseiller juridique général adjoint de 2014 à mai 2017. Avant de commencer à travailler pour Fortis, M. O'Dea a été administrateur, services juridiques et de l'entreprise auprès d'une société d'assurance nationale.</p>	Vice-président, conseiller juridique générale de la société
<p>JAMES D. SPINNEY (Terre-Neuve-et-Labrador) Canada M. Spinney a été nommé vice-président, trésorier en mars 2013.</p>	Vice-président, trésorier
<p>JAMIE D. ROBERTS (Terre-Neuve-et-Labrador) Canada M. Roberts a été nommé vice-président, contrôleur en mars 2013</p>	Vice-président, contrôleur

En date du 31 décembre 2017, les administrateurs et hauts dirigeants de Fortis étaient directement ou indirectement propriétaires véritables, en tant que groupe, de 2 570 902 actions ordinaires, soit 0,61 % 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.

COMITÉ D'AUDIT

Membres

Les membres du comité d'audit de la société sont Tracey C. Ball (présidente), Lawrence T. Borgard, Maura J. Clark, Margarita K. Dilley, Douglas J. Haughey et Jo Mark Zurel. Tous les membres du comité d'audit sont indépendants et possèdent des compétences financières au sens de ces expressions dans les lois sur les valeurs mobilières du Canada et des expressions correspondantes dans les lois sur les valeurs mobilières des États-Unis, ainsi que des exigences de la Bourse TSX et de la Bourse NYSE.

De plus, le conseil a déterminé que Mmes Tracey C. Ball, Maura J. Clark, Margarita K. Dilley et M. Jo Mark Zurel sont des experts financiers et a désigné Mmes Tracey C. Ball et Maura J. Clark en tant qu'« experts financiers du comité d'audit » selon l'expression correspondante en vertu des lois sur les valeurs mobilières des États-Unis.

Le mandat du comité d'audit de la société, en vigueur en date du 1^{er} janvier 2018, est joint à titre de supplément « C » à la présente notice annuelle de 2017.

Formation et expérience

La formation et l'expérience de chaque membre du comité d'audit qui sont pertinentes aux responsabilités de celui-ci à ce titre sont mentionnées ci-dessous. Au 14 février 2018, le comité d'audit était composé des personnes suivantes.

Membre du comité	Formation et expérience pertinentes
TRACEY C. BALL <i>(Présidente)</i>	M ^{me} Ball a pris sa retraite en septembre 2014 à titre de vice-présidente de la direction et chef des finances du groupe de la Banque canadienne de l'Ouest. M ^{me} Ball a siégé à plusieurs conseils d'administration dans le secteur privé et public, y compris au comité d'audit de la province d'Alberta et au Financial Executives Institute of Canada. M ^{me} Ball est titulaire d'un baccalauréat ès arts (commerce) de la Simon Fraser University. Elle est membre des Chartered Professional Accountants de l'Alberta et des Chartered Professional Accountants de la Colombie-Britannique. Mme Ball a été élue Fellow des Chartered Professional Accountants de l'Alberta en 2007. Elle détient la désignation IAS.A de l'Institut des administrateurs de sociétés.
LAWRENCE T. BORGARD	M. Borgard a quitté Integrys Energy Group en 2015 pour prendre sa retraite alors qu'il était président, chef de l'exploitation et chef de la direction de chacune des six entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz naturel de Integrys. M. Borgard a un baccalauréat ès sciences (génie électrique) de la Michigan State University et une maîtrise en administration des affaires de la University of Wisconsin-Oshkosh. Il a également suivi le programme de gestion avancée de l'École des affaires de la Harvard University.
MAURA J. CLARK	M ^{me} Clark a pris sa retraite en mars 2014 à titre de présidente des services aux entreprises de Direct Energy, un important détaillant d'énergie au Canada et aux États-Unis qui est une filiale de Centrica plc. Auparavant, M ^{me} Clark était vice-présidente à la direction, stratégie nord-américaine et fusions et acquisitions de Direct Energy. M ^{me} Clark a acquis une expérience dans le secteur des services bancaires d'investissement et a été chef des finances d'une société indépendante de raffinage et de commercialisation de pétrole. M ^{me} Clark a obtenu un baccalauréat ès arts spécialisé en économie de la Queen's University. Elle est membre de l'Association of Chartered Professional Accountants de l'Ontario.
MARGARITA K. DILLEY	M ^{me} Dilley a pris sa retraite en tant que vice-présidente et chef des finances auprès de ASTROLINK International LLC en 2004, une société internationale de télécommunications à large bande sans fil. L'expérience antérieure de M ^{me} Dilley inclut les fonctions de celle-ci à titre d'administratrice, stratégie et développement d'entreprise, ainsi que de trésorière pour Intelsat. M ^{me} Dilley a obtenu un baccalauréat ès arts de la Columbia University, une maîtrise ès art de la Cornell University et une maîtrise en administration des affaires de la Wharton Graduate School, University of Pennsylvania.
DOUGLAS J. HAUGHEY	M. Haughey a été chef de la direction de The Churchill Corporation d'août 2012 à mai 2013. Auparavant, il a été président et chef de la direction de Provident Energy Ltd. et a occupé plusieurs postes de haute direction auprès de Spectra Energy et de ses sociétés remplacées. Il est titulaire d'un baccalauréat en administration des affaires 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.
JO MARK ZUREL	M. Zurel est président de Stonebridge Capital Inc., une société de placement fermée, et un administrateur de sociétés. De 1998 à 2006, M. Zurel a été premier vice-président et chef des finances de CHC Helicopter Corporation. M. Zurel a siégé à plusieurs conseils des secteurs privé et public, dont Major Drilling Group International Inc., le Régime de pensions du Canada et Frontier Gold Inc. M. Zurel a un baccalauréat en commerce de la Dalhousie University et est Fellow de l'Association of Chartered Professional Accountants de Terre-Neuve-et-Labrador. Il détient la désignation IAS.A de l'Institut des administrateurs de sociétés.

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 de l'auditeur indépendant 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 interdits, y compris, notamment, la tenue de 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 fournis par l'auditeur externe.

Honoraires pour les services de l'auditeur externe

Les honoraires à verser par la société à Deloitte s.e.n.c.r.l./s.r.l., l'auditeur externe de la société en date du 4 mai 2017, et Ernst & Young, s.r.l./S.E.N.C.R.L., l'auditeur externe de la société jusqu'au 3 mai 2017, au cours des deux derniers exercices pour la prestation de services d'audit, de services liés à l'audit, de services fiscaux et de services non liés à l'audit s'établissent ainsi :

<i>(En milliers de dollars)</i>	Deloitte s.e.n.c.r.l./s.r.l.	Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.	
	2017	2017	2016
Honoraires d'audit	7 207	978	5 884
Honoraires pour services liés à l'audit	1 241	718	1 727
Honoraires pour services fiscaux	497	7	332
Honoraires pour autres services	177	—	—
Total	9 122	1 703	7 943

Les honoraires totaux pour services d'audit ont été plus élevés en 2017, surtout à cause de l'obligation d'obtenir un avis d'audit sur le contrôle interne de la société sur les déclarations financières, parce que la société est devenue une personne inscrite auprès de la SEC en 2016.

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

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

Le co-agent des transferts et co-agent chargé de la tenue des registres aux États-Unis pour les actions ordinaires est Computershare Trust Company, N.A. à Canton, MA, à Jersey City, NJ et à Louisville, KY.

Société de fiducie Computershare du Canada
100 University Avenue, 8^e étage
Toronto (Ontario) M5J 2Y1
Tél. : 514 982-7555 ou 1 866 586-7638
Télééc. : 416 263-9394 ou 1 888 453-0330
Site Web : www.investorcentre.com/fortisinc

Computershare Trust Company, N.A.
À l'attention du service de transfert des valeurs
Livraison postale le jour suivant : 250 Royall Street, Canton, Massachusetts 02021
Livraison postale par courrier ordinaire : C. P. 43078, Providence, Rhode Island 02940-3070
Tél. : 303 262-0600 ou 1 800 962-4284

AUDITEURS

Pour valoir en date du 4 mai 2017, l'auditeur de la société est Deloitte s.e.n.c.r.l./s.r.l., comptables professionnels agréés, Fortis Place, 5 Springdale Street, bureau 1000, St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador) A1E 0E4. Jusqu'au 3 mai 2017, l'auditeur de la société était Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., comptables professionnels agréés. Les états financiers consolidés de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2017 ont été audités par Deloitte s.e.n.c.r.l./s.r.l. Deloitte s.e.n.c.r.l./s.r.l. est un cabinet d'experts-comptables enregistré auprès du PCAOB et doit être indépendant de la société conformément aux lois fédérales sur les valeurs mobilières des États-Unis., ainsi qu'aux règles et règlements applicables de la SEC et du PCAOB. De plus, le

cabinet Deloitte s.e.n.c.r.l./s.r.l doit être indépendant de la société conformément aux exigences éthiques pertinentes à l'audit d'états financiers au Canada et s'acquitter de ses autres responsabilités déontologiques conformément à de telles exigences.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

Des renseignements supplémentaires sur la société peuvent être consultés sur le site Web de celle-ci à l'adresse www.fortisinc.com, sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur EDGAR, à l'adresse www.sec.gov. Les renseignements que contiennent ces sites Web ou auxquels on peut accéder grâce à ceux-ci ne sont pas intégrés par renvoi dans le présent document, sauf indication contraire.

Une information financière supplémentaire est fournie dans le rapport de gestion et les états financiers consolidés audités de la société pour 2017, qui sont intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle et peuvent être consultés sur le site Web de la société à l'adresse www.fortisinc.com, sur SEDAR et sur EDGAR.

Des renseignements supplémentaires, notamment des renseignements concernant la rémunération des administrateurs et des dirigeants et les prêts qui leur sont consentis, les principaux porteurs de 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 aux alentours du 17 mars 2017 relativement à l'assemblée annuelle des actionnaires du 4 mai 2017.

Prière de s'adresser au secrétaire de Fortis, C. P. 8837, St-Johns (Terre-Neuve-et-Labrador) A1B 3T2 (téléphone : 709 737-2800) pour obtenir des exemplaires supplémentaires des documents mentionnés ci-dessus et de la présente notice annuelle de 2017.

SUPPLÉMENT A : SOMMAIRE DES MODALITÉS DES TITRES AUTORISÉS

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, ils peuvent y exprimer une voix pour chaque action ordinaire détenue.

Actions privilégiées

Actions privilégiées de premier rang

Le texte suivant résume les droits, privilèges, conditions et restrictions d'importance rattachés aux actions privilégiées de premier rang, en tant que catégorie. Les modalités particulières des actions privilégiées de premier rang, y compris la monnaie dans laquelle les actions privilégiées de premier rang peuvent être achetées et rachetées et la monnaie dans laquelle les dividendes sont payables, s'il ne s'agit pas du dollar canadien, de même que la mesure dans laquelle les modalités générales décrites aux présentes s'appliquent à ces actions privilégiées de premier rang, sont ou seront énoncées dans les clauses modificatrices de Fortis se rapportant à ces séries.

Émission en séries

Le conseil peut de temps à autre émettre des actions privilégiées de premier rang en une ou plusieurs séries. Avant d'émettre les actions d'une série, le conseil doit indiquer le nombre d'actions de la série et établir la désignation, les droits, les privilèges, les restrictions et les conditions rattachés à cette série d'actions privilégiées de premier rang.

Priorité

Les actions de chaque série d'actions privilégiées de premier rang se classent à égalité avec les actions privilégiées de premier rang de chaque autre série et avant toutes les autres actions de Fortis, y compris les actions privilégiées de deuxième rang, quant au paiement des dividendes au remboursement du capital et au partage des biens dans l'éventualité de la liquidation ou dissolution volontaire ou forcée de celle-ci ou de tout autre partage de ses biens entre ses actionnaires aux fins de liquider ses affaires.

Chaque série d'actions privilégiées de premier rang permet une participation proportionnelle avec chaque autre série d'actions privilégiées de premier rang à l'égard des dividendes cumulatifs accumulés et des remboursements du capital si des dividendes cumulatifs, déclarés ou non, et tout montant payable pour le remboursement du capital à l'égard d'une série d'actions privilégiées de premier rang ne sont pas intégralement payés.

Vote

Les porteurs des actions privilégiées de premier rang n'ont aucun droit de vote en tant que catégorie, sauf dans la mesure où des droits de vote peuvent être rattachés de temps à autre à une série d'actions privilégiées de premier rang, et sauf tel que la loi le prévoit ou tel qu'il est décrit ci-dessous, sous la rubrique « Modification ». Lors de toute assemblée des porteurs des actions privilégiées de premier rang, chaque porteur pourra exercer une voix à l'égard de chaque action privilégiée de premier rang détenue.

Rachat

Sous réserve des dispositions de la loi intitulée *Corporations Act* (Terre-Neuve-et-Labrador) et des dispositions relatives à toute série particulière, Fortis pourra, moyennant la remise d'un avis approprié, racheter sur le capital ou autrement, à tout moment ou de temps à autre, la totalité ou toute partie des actions privilégiées de premier rang alors en circulation d'une ou de plusieurs séries moyennant le paiement du ou des prix d'achat de chacune de ces actions privilégiées de premier rang pouvant s'appliquer à chaque

série. Sous réserve de ce qui précède, dans l'éventualité où seule une partie des actions privilégiées de premier rang alors en circulation d'une série particulière doit en tout temps être rachetée, les actions devant être rachetées seront tirées au sort de la manière que les administrateurs ou l'agent des transferts pour les actions privilégiées de premier rang, le cas échéant, décident ou encore, si les administrateurs le déterminent, ces actions privilégiées de premier rang pourront être rachetées proportionnellement, sans égard aux fractions.

Modification

Les dispositions relatives à la catégorie qui sont rattachées aux actions privilégiées de premier rang pourront être modifiées seulement avec l'approbation préalable des porteurs des actions privilégiées de premier rang, en plus des autres approbations exigées par la loi intitulée *Corporations Act* (Terre-Neuve-et-Labrador) ou par toute autre disposition législative ayant une incidence identique ou similaire qui est en vigueur de temps à autre.

L'approbation des porteurs des actions privilégiées de premier rang à l'égard de toute question peut être donnée par au moins deux-tiers des votes exprimés lors d'une assemblée des porteurs des actions privilégiées de premier rang dûment convoquée à cette fin.

Actions privilégiées de premier rang autorisées et en circulation

Le tableau suivant résume les séries d'actions privilégiées de premier rang en date du 14 février 2018.

	Autorisées	Émises et en circulation	Rendement initial (%)	Dividende annuel (\$) ¹⁾	Rétablissement du taux de dividende (%)	Première date de rachat et(ou) d'option de conversion ²⁾	Valeur de rachat (\$)	Droit de conversion à raison d'une action pour une
<i>Taux perpétuel fixe</i>								
Série F	5 000 000	5 000 000	4,90	1,2250	–	1 ^{er} décembre 2011	25,00	–
Série J ³⁾	8 000 000	8 000 000	4,75	1,1875	–	1 ^{er} décembre 2017	26,00	–
<i>Rétablissement à taux fixe ^{4) 5)}</i>								
Série G	9 200 000	9 200 000	5,25	0,9708	2,13	1 ^{er} septembre 2013	25,00	–
Série H	10 000 000	7 024 846	4,25	0,6250	1,45	1 ^{er} juin 2015	25,00	Série I
Série K	12 000 000	10 000 000	4,00	1,0000	2,05	1 ^{er} mars 2019	25,00	Série L
Série M	24 000 000	24 000 000	4,10	1,0250	2,48	1 ^{er} décembre 2019	25,00	Série N
<i>Rétablissement à taux variable ^{5) 6)}</i>								
Série I ³⁾	10 000 000	2 975 154	2,10	–	1,45	1 ^{er} juin 2015	25,50	Série H
Série L	12 000 000	–	–	–	2,05	1 ^{er} mars 2024	–	Série K
Série N	24 000 000	–	–	–	2,48	1 ^{er} décembre 2024	–	Série M

- 1) Les porteurs sont autorisés à recevoir un dividende trimestriel au comptant cumulatif fixe ou variable selon sa déclaration par le conseil, payable en versements trimestriels égaux le premier jour de chaque trimestre.
- 2) À compter des dates de rachat précisées, la société a l'option de racheter au comptant les actions privilégiées de premier rang en circulation, en totalité ou en partie, à la valeur de rachat par action indiquée, plus tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'aux dates, exclusivement. fixées pour le rachat, et dans le cas des actions privilégiées de premier rang dont le taux est rétabli, à chaque date du cinquième anniversaire par la suite.
- 3) Les actions privilégiées de premier rang, série J peuvent être rachetées à 26,00 \$ jusqu'au 1^{er} décembre 2018, ce prix de rachat diminuant de 0,25 \$ chaque année jusqu'au 1^{er} décembre 2021, et elles peuvent être rachetées à 25,00 \$ par action par la suite. Les actions privilégiées de premier rang, série I peuvent être rachetées à 25,50 \$ par action jusqu'au 1^{er} juin 2020, exclusivement, et à 25,00 \$ par action le 1^{er} juin 2020 et à chaque date du cinquième anniversaire du 1^{er} juin 2020 par la suite.
- 4) À la date de rachat et(ou) de conversion d'une option et à chaque date du cinquième anniversaire par la suite, le rétablissement du dividende annuel par action correspondra au produit de 25,00 \$ par action multipliés par le taux de dividende annuel fixe, soit la somme du rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans à la date de rétablissement applicable, majorée du rendement du dividende rétabli applicable.
- 5) À chaque date d'option de conversion, les porteurs ont le choix, sous réserve de certaines conditions, de convertir en tout ou en partie leurs actions en un nombre égal d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif d'une série précisée.
- 6) Le taux de dividende trimestriel variable sera rétabli chaque trimestre selon le taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à trois mois alors en vigueur, majoré du rendement des dividendes rétablis applicables.

Actions privilégiées de deuxième rang

Les droits, privilèges, conditions et restrictions se rattachant aux actions privilégiées de deuxième rang sont sensiblement identiques à ceux rattachés aux actions privilégiées de premier rang, sauf que les actions privilégiées de deuxième rang se classent après les

actions privilégiées de premier rang à l'égard du paiement des dividendes, du remboursement du capital et du partage des biens de Fortis dans l'éventualité de la liquidation ou dissolution volontaire ou forcée de celle-ci.

Les modalités particulières des actions privilégiées de deuxième rang, y compris la monnaie dans laquelle les actions privilégiées de deuxième rang peuvent être achetées et rachetées et la monnaie dans laquelle les dividendes sont payables, s'il ne s'agit pas du dollar canadien, de même que la mesure dans laquelle les modalités générales décrites aux présentes s'appliquent à ces actions privilégiées de deuxième rang, seront énoncées dans les clauses modificatrices applicables de Fortis concernant cette série.

En date du 14 février 2018, aucune action privilégiée de deuxième rang n'était émise et en circulation.

SUPPLÉMENT B : MARCHÉ POUR LES TITRES

Actions ordinaires

Les actions ordinaires sont négociées à la Bourse TSX au Canada et à la Bourse NYSE aux É.-U., dans chaque cas sous le symbole FTS. Le tableau suivant présente les cours extrêmes compilés et les volumes des opérations sur une base mensuelle pour l'exercice terminé le 31 décembre 2017 pour les actions ordinaires, à la Bourse TSX et à la Bourse NYSE, en dollars canadiens et en dollars US, respectivement.

Cours des actions ordinaires et volumes des opérations sur celles-ci en 2017						
Mois	TSX			NYSE		
	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$ US)	Bas (\$ US)	Volume
Janvier	41,91	40,59	15 832 581	32,18	30,53	3 779 640
Février	43,50	41,35	20 223 622	33,07	31,59	3 664 838
Mars	44,44	41,95	23 887 789	33,37	31,27	5 304 323
Avril	45,13	43,70	12 649 620	33,99	32,28	3 267 632
Mai	45,04	43,12	22 773 180	33,04	31,72	3 285 816
Juin	47,06	44,42	20 317 098	35,73	32,91	3 923 855
Juillet	45,66	43,98	13 049 471	36,60	34,25	3 242 909
Août	46,43	45,06	15 095 563	36,96	35,01	3 472 129
Septembre	45,80	44,01	18 615 874	37,67	35,33	3 736 732
Octobre	47,78	44,45	13 132 871	37,56	35,62	4 256 790
Novembre	48,73	46,53	14 498 699	38,24	36,13	4 874 360
Décembre	47,96	45,69	15 184 454	37,64	35,77	4 533 433

Actions privilégiées

Les actions privilégiées de premier rang, série F, les actions privilégiées de premier rang, série G, les actions privilégiées de premier rang, série H, les actions privilégiées de premier rang, série I, les actions privilégiées de premier rang, série J, les actions privilégiées de premier rang, série K et les actions privilégiées de premier rang, série M de Fortis sont inscrites à la cote de la Bourse TSX sous les symboles FTS.PR.F, FTS.PR.G, FTS.PR.H, FTS.PR.I, FTS.PR.J, FTS.PR.K et FTS.PR.M, respectivement.

Les tableaux suivants présentent les cours extrêmes compilés pour les actions privilégiées de premier rang, série F, les actions privilégiées de premier rang, série G, les actions privilégiées de premier rang, série H, les actions privilégiées de premier rang, série I, les actions privilégiées de premier rang, série J, les actions privilégiées de premier rang, série K et les actions privilégiées de premier rang, série M, ainsi que les volumes des opérations sur toutes ces actions sur une base mensuelle pour l'exercice terminé le 31 décembre 2017.

Cours des actions privilégiées de premier rang et volumes des opérations sur celles-ci en 2017						
Mois	Actions privilégiées de premier rang, série F			Actions privilégiées de premier rang, série G		
	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier	24,16	22,98	65 536	19,97	18,51	204 337
Février	24,19	23,59	125 679	20,70	19,92	134 272
Mars	24,00	23,53	64 190	21,31	19,87	183 589
Avril	24,80	23,89	60 624	22,00	20,63	108 728
Mai	24,90	23,93	77 599	21,01	19,75	90 765
Juin	24,59	23,70	104 392	21,27	19,22	274 308
Juillet	24,00	23,18	46 277	21,26	20,65	103 151
Août	23,71	23,21	49 215	21,20	20,60	155 825
Septembre	23,61	22,81	50 968	21,20	20,67	137 468
Octobre	24,35	23,08	52 762	21,57	20,90	192 985
Novembre	24,70	24,01	52 990	21,75	21,35	125 343
Décembre	24,34	23,66	49 842	21,85	21,25	144 539

Actions privilégiées de premier rang, série H				Actions privilégiées de premier rang, série I		
Mois	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier	15,43	14,11	305 645	14,00	12,74	43 350
Février	16,10	15,14	109 874	14,80	13,90	54 635
Mars	16,52	15,66	374 504	15,12	14,15	37 410
Avril	17,57	16,11	251 883	16,00	14,77	128 707
Mai	16,58	15,76	157 784	15,41	14,52	53 455
Juin	17,06	15,39	175 425	16,25	14,45	141 354
Juillet	17,12	16,65	39 978	16,70	16,24	19 300
Août	17,43	16,79	46 194	16,75	15,95	82 120
Septembre	17,30	16,83	52 494	16,55	16,19	239 567
Octobre	17,43	16,91	231 984	16,71	16,28	64 829
Novembre	17,28	17,00	319 303	16,98	16,50	21 350
Décembre	18,17	17,01	340 006	17,19	16,46	39 581
Actions privilégiées de premier rang, série J				Actions privilégiées de premier rang, série K		
Mois	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier	23,51	22,56	140 816	19,76	18,20	181 395
Février	23,64	22,90	116 562	20,54	19,62	164 209
Mars	23,28	22,74	409 151	21,29	19,75	307 694
Avril	24,18	23,05	501 452	21,68	20,42	362 158
Mai	24,50	23,34	72 991	20,90	19,61	185 016
Juin	24,00	23,15	178 428	20,86	19,10	385 843
Juillet	23,63	22,76	61 152	20,96	20,35	211 375
Août	23,15	22,72	52 702	21,00	20,41	90 346
Septembre	22,96	22,11	83 770	21,14	20,53	132 375
Octobre	23,70	22,33	152 457	21,58	20,92	122 645
Novembre	24,00	23,27	83 380	21,82	21,30	131 077
Décembre	23,60	22,75	131 274	21,80	21,08	171 761
Actions privilégiées de premier rang, série M						
Mois	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume			
Janvier	22,19	20,19	434 532			
Février	22,94	21,80	262 293			
Mars	23,85	22,09	318 048			
Avril	23,88	22,44	563 139			
Mai	23,33	22,25	171 572			
Juin	23,68	21,54	329 740			
Juillet	23,51	23,00	184 938			
Août	23,49	22,68	94 964			
Septembre	23,66	23,00	125 742			
Octobre	23,74	23,30	527 643			
Novembre	23,95	23,51	381 751			
Décembre	23,82	23,18	186 468			

SUPPLÉMENT C : MANDAT DU COMITÉ D'AUDIT

1.0 OBJET ET AUTORITÉ

- 1.1 Le comité a pour but d'aider le conseil dans sa supervision :
- de l'intégrité des états financiers, de la divulgation de l'information financière et des contrôles internes sur les déclarations de nature financière de la société;
 - de la conformité de la société avec les exigences légales et réglementaires connexes;
 - des qualifications, de l'indépendance et du rendement de l'auditeur indépendant et de l'auditeur interne;
 - des politiques connexes de la société indiquées aux présentes; et
 - des autres questions indiquées aux présentes ou par ailleurs déléguées au comité par le conseil.
- 1.2 D'une manière conforme à cet objectif, le comité devrait encourager l'amélioration continue et favoriser le respect des politiques, procédures et pratiques de la société à tous les niveaux. Le comité devrait également prévoir une communication franche entre l'auditeur indépendant, l'auditeur interne, la direction et le conseil.
- 1.3 Pour s'acquitter de ses obligations et responsabilités, le comité est autorisé i) à mener des enquêtes concernant toute question relevant de sa compétence; ii) à obtenir des conseils et de l'aide de la part de conseillers externes, notamment juridiques ou comptables, tel que le comité peut le juger approprié, à sa seule discrétion; et iii) à rencontrer des parties externes ou des employés, dirigeants et administrateurs de la société ou de tout membre de son groupe et à leur demander tout renseignement dont il a besoin.
- 1.4 Tel que le comité le détermine, la société fournira le financement approprié pour la rémunération de l'auditeur indépendant, d'un conseiller juridique indépendant ou d'autres conseillers que le comité décide d'engager et moyennant le paiement des frais d'administration habituels du comité qui s'avèrent nécessaires et appropriés pour l'exécution des fonctions de celui-ci.
- 1.5 Le comité s'acquittera principalement de ses responsabilités en exerçant les activités prévues dans le présent mandat.

2.0 DÉFINITIONS

Dans ce mandat :

« **actionnaires** » s'entend des actionnaires de la société;

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

« **auditeur indépendant** » s'entend du cabinet de comptables professionnels agréés, inscrit auprès du CCRC ou du PCAOB, nommé par les actionnaires pour exercer les fonctions d'auditeur externe;

« **auditeur interne** » s'entend d'une personne ou des personnes employées ou engagées par la société pour exercer les fonctions d'auditeur interne de celle-ci;

« **CCRC** » s'entend du Conseil canadien de la reddition de comptes;

« **comité** » s'entend du comité d'audit nommé par le conseil aux termes du présent mandat;

« **comité de gouvernance et des mises en candidature** » s'entend du comité de gouvernance et des mises en candidature du conseil;

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

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

« **expert financier** » a la signification donnée à l'expression « *audit committee financial expert* » à l'article 407(d)(5) du règlement S-K de la SEC;

« **indépendant** » s'entend, dans le contexte d'un membre conformément aux lois et aux exigences des bourses qui s'appliquent, d'une personne libre de toute relation importante directe ou indirecte avec la société et ses filiales dont le conseil pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'elle nuise à l'exercice du jugement indépendant d'un membre;

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

« **NYSE** » s'entend de la bourse New York Stock Exchange;

« **opérations avec une personne apparentée** » s'entend des opérations devant être déclarées aux termes des alinéas 404(a) et 404(b) du règlement S-K de la SEC et devant être évaluées par un groupe approprié au sein de la société conformément à l'article 314.00 du manuel intitulé *NYSE Listed Company Manual* qui, sans restreindre la portée de ce qui précède, sont des opérations intervenant entre i) les membres de la haute direction, les administrateurs, les principaux actionnaires ou leurs proches parents; et ii) la société;

« **PCAOB** » s'entend de l'organisme Public Company Accounting Oversight Board ou de son remplaçant;

« **président** » s'entend du président du comité;

« **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;

« **principaux services d'audit** » s'entend des services nécessaires à i) l'audit des états financiers annuels consolidés ou non consolidés de la société; ii) à l'examen des états financiers consolidés intermédiaires résumés de la société; et iii) à l'audit des contrôles internes de l'information financière conformément aux exigences de la loi intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002*;

« **programme GRE** » s'entend du programme de gestion des risques liés à l'entreprise de la société qui comporte un cadre de gestion efficace des risques et applique une méthodologie logique et systématique visant à recenser, à évaluer, à traiter, à surveiller et à communiquer les principaux risques pour l'entreprise;

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

« **SEC** » s'entend de la Securities Exchange Commission des États-Unis; et

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

3.0 ÉTABLISSEMENT ET COMPOSITION DU COMITÉ

- 3.1 Le comité sera constitué d'au moins trois (3) administrateurs dont chacun doit être indépendant et posséder des compétences financières. Aucun membre ne peut faire partie de la direction ou du personnel de la société ou d'un membre du groupe de celle-ci. Le conseil nommera au comité au moins un administrateur qui est un expert financier
- 3.2 Les membres seront nommés par le conseil lors d'une réunion annuelle d'organisation du conseil ou aux autres moments pouvant être nécessaires, à condition, toutefois, que si la nomination de membres n'est pas ainsi effectuée lors d'une telle réunion, les administrateurs qui siègent alors en tant que membres poursuivent leurs fonctions de membres jusqu'à ce que leurs remplaçants soient nommés.
- 3.3 Le conseil peut nommer un membre pour doter une vacance se produisant au sein du comité entre les élections annuelles des administrateurs. Si un poste devient vacant au comité, les autres membres exerceront tous les pouvoirs du comité à condition qu'au moins trois (3) membres demeurent en fonction.
- 3.4 Tout membre peut être destitué du comité par une résolution du conseil.
- 3.5 Aucun membre ne siègera à plus de trois comités d'audit de sociétés ouvertes sans l'approbation du conseil.
- 3.6 Le conseil nommera un président 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; il est toutefois entendu que si le président n'est pas ainsi nommé, l'administrateur qui siège alors en tant que président poursuivra sa fonction de président jusqu'à ce que son remplaçant soit nommé. Le conseil effectuera périodiquement une rotation du président et s'efforcera raisonnablement de faire cette rotation tous les quatre ans. Une telle rotation aura lieu après l'assemblée générale annuelle des actionnaires.

4.0 RÉUNIONS DU COMITÉ

- 4.1 Le comité se réunira au moins tous les trimestres 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 membres, ou encore iii) par l'auditeur indépendant, et pourront se dérouler avec les membres présents, au moyen d'une

télécommunication ou d'une combinaison de ces méthodes. Le comité établira le moment et le lieu de ses réunions et des délibérations lors de celles-ci.

- 4.2 Le chef de la direction, le chef des finances, l'auditeur indépendant et l'auditeur interne seront avisés de toutes les réunions du comité et, à moins que le président ne le détermine autrement, y participeront. Par souci de clarté, l'auditeur indépendant doit assister aux réunions du comité auxquelles les états financiers annuels consolidés et non consolidés audités et les états financiers consolidés intermédiaires résumés de la société sont examinés.
- 4.3 À toutes les réunions du comité, un quorum sera constitué d'au moins trois membres.
- 4.4 Chaque membre aura le droit de voter à l'égard des questions soumises au comité.
- 4.5 Toute question sur laquelle le comité doit se prononcer sera tranchée par une majorité des voix exprimées lors d'une réunion du comité à laquelle cette question est étudiée. Le comité peut également prendre des mesures au moyen d'un ou de plusieurs actes écrits signés par tous les membres, et ces mesures seront valides comme si elles avaient été décidées par une majorité des voix exprimées lors d'une réunion du comité convoquée à cette fin.
- 4.6 Le président présidera 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 nommeront un de ces membres pour présider la réunion.
- 4.7 À moins que le président ne le détermine autrement, le secrétaire de la société agira à titre de secrétaire du comité à toutes les réunions du comité.
- 4.8 Le comité rencontrera séparément et de façon périodique la direction, l'auditeur interne et l'auditeur indépendant pour aborder les questions que le comité ou l'une de ces personnes ou entreprises croit devoir faire aborder de façon privée.

5.0 RESPONSABILITÉS ET DEVOIRS SPÉCIFIQUES

Auditeur indépendant

- 5.1 En consultation et en coordination avec les comités d'audit des filiales, le comité sera directement responsable de la nomination (au moyen d'une recommandation au conseil pour la nomination par les actionnaires) de la rémunération et de l'engagement de l'auditeur indépendant.
- 5.2 Le comité supervisera le travail de l'auditeur indépendant dans le cadre des principaux services d'audit et des autres services exécutés pour la société. L'auditeur indépendant relèvera directement du comité, qui sera autorisé à communiquer directement avec l'auditeur indépendant.
- 5.3 Le comité supervisera la résolution de tout différend entre la direction et l'auditeur indépendant. Le comité abordera avec l'auditeur indépendant les questions qui doivent être étudiées selon la norme d'audit n° 1301 du PCAOB concernant le déroulement de l'audit, y compris tout problème ou toute difficulté survenu et les réponses de la direction s'y rapportant, ainsi que toute restriction de la portée des activités ou de l'accès aux renseignements demandés.
- 5.4 Le comité approuvera d'avance tous les services exécutés par l'auditeur indépendant conformément à la politique d'approbation préalable de la société pour les services de l'auditeur indépendant. Pour tout service, autre que les principaux services d'audit, qui nécessite une approbation préalable spécifique conformément à cette politique, le comité pourra déléguer l'autorisation d'approbation préalable à un ou plusieurs de ses membres. L'autorisation d'approbation préalable à cet égard est actuellement déléguée au président ou, en son absence, au président du conseil qui est également un membre. Les délégués doivent transmettre toutes les décisions d'approbation préalable au comité lors de la réunion suivante prévue.
- 5.5 Le comité obtiendra et examinera chaque année un rapport de l'auditeur indépendant indiquant toutes les relations entre l'auditeur indépendant, d'une part, et la société et ses filiales, d'autre part, conformément à l'alinéa 407(d) du règlement S-K de la SEC et à l'article 303A.07 du manuel intitulé *NYSE Listed Company Manual*, et abordant les questions prévues à la règle 3526 du PCAOB. Le comité s'efforcera raisonnablement, y compris en s'entretenant avec l'auditeur indépendant, de s'assurer de l'indépendance de ce dernier conformément aux normes d'audit généralement reconnues au Canada et aux normes du PCAOB, aux exigences et aux directives d'interprétation du règlement S-X de la SEC, de même qu'aux autres règlements et

normes professionnelles applicables. Le comité abordera toute question potentielle d'indépendance avec le conseil et recommandera toute mesure à prendre que le comité juge appropriée.

- 5.6 Le comité examinera et évaluera les qualifications et le rendement de l'auditeur indépendant et de son principal associé responsable de la mission. Sans restreindre la portée générale de ce qui précède, le comité :
- a) examinera et abordera avec la direction, et séparément de l'auditeur indépendant, les résultats du processus d'évaluation annuelle de l'auditeur indépendant mené par la société; et
 - b) au moins chaque année, obtiendra et examinera un rapport de l'auditeur indépendant décrivant ses processus et procédures internes de contrôle de la qualité, y compris toute question importante soulevée par le plus récent examen interne du contrôle de la qualité ou du plus récent contrôle par les pairs ou encore par une demande de renseignements ou une enquête de la part des autorités gouvernementales ou professionnelles (y compris, notamment le PCAOB et le CCRC) au cours des cinq dernières années à l'égard des audits indépendants effectués par l'auditeur indépendant et toute mesure prise pour régler de telles questions.

Le comité abordera toute question soulevée avec le conseil et recommandera toute mesure à prendre que le comité juge appropriée.

- 5.7 Le comité assurera la rotation de l'associé ou des associés chargés de l'audit, tel que l'exigent les lois applicables, et tiendra compte du besoin de rotation de l'auditeur indépendant.
- 5.8 Le comité rencontrera l'auditeur indépendant avant l'audit pour aborder la planification et la dotation en personnel de l'audit, y compris l'approche générale, la portée, les domaines susceptibles de présenter une anomalie significative, les honoraires estimatifs et les autres modalités de la mission.

Information financière

- 5.9 En consultation avec la direction, l'auditeur indépendant et l'auditeur interne, le comité procédera à l'examen et s'assurera i) de l'intégrité des processus d'information financière interne et externe de la société, ii) du caractère adéquat et de l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information de la société (y compris ceux qui concernent l'examen de toute communication contenant de l'information financière extraite ou provenant des états financiers de la société) et des contrôles internes de l'information financière et iii) de la compétence de la personne, au sein de la société, chargée de la comptabilité et de l'information financière. Sans restreindre la portée générale de ce qui précède le comité recevra et examinera :
- a) les rapports concernant i) les estimations, politiques et pratiques comptables critiques, ii) le test de dépréciation de la survalueur, iii) les produits dérivés et les couvertures et iv) l'incidence des initiatives réglementaires et comptables, ainsi que des structures hors bilan, sur les états financiers de la société;
 - b) les analyses par la direction et l'auditeur indépendant concernant les importantes questions d'information financière et les jugements formulés à l'égard de la préparation des états financiers consolidés de la société, y compris i) les traitements substitués de l'information financière en regard des principes comptables généralement reconnus reliés à des questions importantes qui ont été abordées avec la direction, leurs ramifications et le traitement préconisé par l'auditeur indépendant; ii) les principales questions relatives aux principes comptables et aux présentations, y compris les changements importants dans la sélection ou l'application des principes comptables et iii) les principales questions liées au caractère adéquat des contrôles internes de la société et à toute mesure d'audit spécifique adoptée à la lumière des faiblesses significatives ou des déficiences importantes dans les contrôles internes; et
 - c) les autres communications écrites importantes entre la direction et l'auditeur indépendant.
- 5.10 Avant toute diffusion externe, s'il y a lieu, le comité examinera et abordera avec la direction et l'auditeur indépendant et d'autres personnes, s'il le juge approprié :
- a) les états financiers annuels consolidés et non consolidés audités et les états financiers consolidés intermédiaires résumés non audités, ainsi que les rapports d'attestation de l'auditeur indépendant s'y rapportant, de même que tout rapport de gestion connexe;
 - b) le rapport de la direction et le rapport d'audit de l'auditeur indépendant sur les contrôles internes de l'information financière ;
 - c) les rapports ou sommaires importants s'y rapportant qui concernent les processus de la société en ce qui a trait à la conformité avec les exigences de la loi intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002* à l'égard des contrôles internes de l'information financière;
 - d) les rapports d'examen trimestriel de l'auditeur indépendant et les résultats de l'audit annuel résumant la portée, le statut, les résultats et les recommandations des examens trimestriels des états financiers consolidés intermédiaires résumés et de l'audit des états financiers annuels consolidés de la société,

ainsi que de l'audit connexe des contrôles internes de l'information financière, et contenant également au moins i) les communications s'y rapportant entre l'auditeur indépendant et le comité qu'exige la norme d'audit n° 1301 du PCAOB et les autres règlements et normes professionnelles applicables, y compris, notamment, les annexes des énoncés fautifs dans les comptes et l'information qui ont été corrigés ou non, de même que les déficiences importantes et les faiblesses significatives des contrôles internes; ii) la communication (au moins) annuelle sur l'indépendance exigée par la règle 3526 du PCAOB, iii) la lettre d'affirmation de la direction et iv) la documentation et les communications exigés chaque trimestre de la part de l'auditeur indépendant aux termes de la *politique d'approbation préalable des services de l'auditeur indépendant* de la société;

- e) le *rapport aux actionnaires* contenu dans le rapport annuel de la société; et
- f) tout autre document qui, selon le comité, devrait être examiné et abordé avec la direction et l'auditeur indépendant ou à l'égard duquel existe une obligation légale ou réglementaire.

- 5.11 Avant la diffusion externe, le comité examinera et abordera avec la direction et d'autres personnes, s'il le juge approprié, l'information financière devant être transmise dans tout communiqué ou toute communication dans d'autres médias, notamment sur le bénéfice intermédiaire et le bénéfice annuel.
- 5.12 Le comité recommandera à l'approbation du conseil les états financiers annuels consolidés audités de la société, ainsi que le rapport d'audit de l'auditeur indépendant s'y rapportant et concernant les contrôles internes de l'information financière, le rapport de la direction sur les contrôles internes de l'information financière, le rapport de gestion, le communiqué sur le bénéfice et le rapport aux actionnaires, ainsi que la diffusion externe subséquente et l'inclusion des états financiers assortis de notes dans le rapport annuel de la société sur le formulaire 40-F. Le comité approuvera au nom du conseil la diffusion externe des états financiers consolidés intermédiaires résumés non audités et du rapport de gestion s'y rapportant, ainsi que des communiqués sur le bénéfice.
- 5.13 Avant la diffusion externe, le comité examinera et abordera avec la direction et d'autres personnes, s'il le juge approprié, et recommandera à l'approbation du conseil :
 - a) toute directive concernant le bénéfice et les dividendes devant être fournie par la société;
 - b) la notice annuelle et la circulaire de sollicitation de procurations par la direction devant être déposées par la société;
 - c) tout prospectus ou autre document d'offre et document s'y rapportant pour l'émission de titres par la société; et
 - d) les autres renseignements financiers et les documents d'information devant être diffusés au public.
- 5.14 Le comité examinera et abordera avec la direction et d'autres personnes, s'il le juge approprié, l'information transmise par le chef de la direction et le chef des finances de la société concernant leur attestation des rapports annuels et trimestriels de celle-ci sur les déficiences importantes ou les faiblesses significatives dans la conception ou le fonctionnement des contrôles internes de l'information financière et de toute fraude visant la direction ou d'autres employés.
- 5.15 Le comité s'efforcera raisonnablement de s'assurer du caractère approprié des structures financières et fiscales importantes de la société.
- 5.16 Le comité examinera et abordera avec la direction et d'autres personnes, s'il le juge approprié, l'information financière transmise aux analystes et aux agences de notation du crédit. Ces entretiens pourront se dérouler en termes généraux (c'est-à-dire sur les types de renseignements qui seront transmis et les types de présentations qui seront effectuées) et ne doivent pas nécessairement avoir lieu avant chaque diffusion de l'information.
- 5.17 Le comité préparera ou fera préparer tout rapport qu'il doit inclure dans l'information publique de la société ou que les lois applicables exigent autrement.
- 5.18 Le comité examinera et abordera avec la direction et d'autres personnes, s'il le juge approprié, et approuvera toutes les opérations avec une personne apparentée et leur divulgation.

Audit interne

- 5.19 Le comité aura la responsabilité de superviser l'auditeur interne conformément à la politique sur le rôle de la fonction d'audit interne et est autorisé à communiquer directement avec l'auditeur interne.
- 5.20 Le comité examinera, abordera avec l'auditeur interne et d'autres personnes, s'il le juge approprié, et approuvera le plan d'audit annuel interne.

- 5.21 Le comité examinera et abordera avec la direction et l'auditeur interne et d'autres personnes, si le juge approprié, les rapports d'audit trimestriels internes préparés pour le comité (qui contiendront toutes les activités importantes de la fonction d'audit interne pour le trimestre) et les réponses de la direction s'y rapportant.
- 5.22 Le comité abordera périodiquement avec l'auditeur interne toute difficulté ou tout désaccord important avec la direction ou les restrictions relatives à la portée qui se sont manifestées durant l'exécution du travail de la fonction d'audit interne.
- 5.23 Le comité abordera périodiquement avec l'auditeur interne la responsabilité, le budget et la dotation en personnel de la fonction d'audit interne.
- 5.24 Le comité s'assurera du rendement de la fonction d'audit interne et des qualifications de son personnel.

Gestion des risques et autres dispositions

- 5.25 Le comité sera responsable de la supervision du programme GRE de la société.
- 5.26 Le comité examinera et abordera avec la direction, l'auditeur interne et d'autres personnes, s'il le juge approprié, le rapport de la direction concernant le recensement et l'évaluation des principaux risques et des questions connexes et la manière d'y répondre conformément au programme GRE.
- 5.27 Le comité examinera et abordera avec la direction et d'autres personnes, s'il le juge approprié, le rapport trimestriel préparé par la direction sur les litiges importants et les autres questions juridiques d'envergure qui pourraient avoir de graves répercussions sur la société ou sur ses états financiers.
- 5.28 Le comité sera responsable de la supervision du programme d'assurance de la société.

Politiques et mandat

- 5.29 Le comité sera responsable de la supervision des politiques suivantes :
 - a) la politique relative aux rapports sur les allégations de conduite inappropriée présumée ou d'acte répréhensible présumé (y compris la supervision des procédures pour la réception, la conservation et le traitement des plaintes concernant la comptabilité, les contrôles internes ou des questions d'audit, ainsi que les procédures relatives aux soumissions confidentielles et anonymes par les employés à l'égard de questions douteuses en matière de comptabilité ou d'audit, tel que l'exigent les lois applicables);
 - b) la politique relative aux instruments dérivés et aux couvertures;
 - c) la politique d'approbation préalable des services de l'auditeur indépendant;
 - d) la politique relative à l'engagement de membres de cabinets d'auditeurs indépendants;
 - e) la politique relative au rôle de la fonction d'audit interne;
 - f) la politique relative à l'information; et
 - g) toutes les autres politiques pouvant être établies de temps à autre concernant les contrôles et procédures en matière de comptabilité, de présentation de l'information financière et de divulgation, les contrôles internes de la présentation de l'information financière, la supervision des activités d'audit externe des états financiers de la société et la supervision de la fonction d'audit interne.
- 5.30 Le comité examinera périodiquement ce mandat et les politiques au paragraphe 5.29 et recommandera toute modification nécessaire à l'étude du comité de gouvernance et des mises en candidature pour que celui-ci en fasse la recommandation au conseil, tel qu'il le juge approprié.

6.0 RÉMUNÉRATION DES MEMBRES

- 6.1 Pour leurs services rendus au comité, les membres et le président recevront la rémunération que le conseil peut établir de temps à autre, compte tenu de la recommandation du comité.
- 6.2 Aucun membre ne pourra gagner de rémunération de la part de la société ou de l'une de ses filiales autre que la rémunération des administrateurs (qui peut inclure une combinaison de sommes au comptant, d'avantages, d'actions différées et d'actions ordinaires ou d'autres titres de participation de la société). Il demeure entendu qu'aucun membre n'acceptera, directement ou indirectement, une rémunération de consultation ou de service à titre d'experts-conseils ni aucune autre rémunération de dédommagement de la part de la société.

7.0 GÉNÉRALITÉS

- 7.1 Le président ou un autre membre désigné rendra compte au conseil, à chaque réunion régulière, des questions qui ont été traitées par le comité depuis la dernière réunion régulière du conseil.
- 7.2 Le présent mandat sera affiché sur le site Web de la société, à l'adresse www.fortisinc.com.
- 7.3 Le comité examinera chaque année sa propre efficacité et son propre rendement.
- 7.4 Le comité exécutera les autres activités compatibles avec le présent mandat, les règlements généraux de la société et les lois applicables que le conseil ou le comité juge nécessaires ou appropriées.
- 7.5 Le comité n'a pas la responsabilité d'attester l'exactitude ou le caractère complet des états financiers de la société ou de leur présentation conformément aux principes comptables généralement reconnus, ni de garantir l'exactitude des rapports d'attestation de l'auditeur indépendant. La responsabilité fondamentale des états financiers de la société et des communications et contrôles internes de l'information financière revient à la direction et, conformément à ses responsabilités professionnelles, à l'auditeur indépendant. Rien dans le présent mandat n'est censé modifier ou accroître les obligations de la société ou les obligations fiduciaires du comité ou du conseil en vertu des lois applicables.

SUPPLÉMENT D : CONTRATS IMPORTANTS

Les contrats importants suivants ont été déposés par Fortis sur SEDAR et sur EDGAR en 2017 ou ont été conclus avant 2017 et qui demeurent en vigueur. Les demandes d'exemplaires additionnels de ces contrats importants devraient être adressées au secrétaire de Fortis, C.P. 8837, St-John's (T.-N.-L.) A1B 3T2 (téléphone : 709 737-2800). Tous ces contrats peuvent également être consultés sous le profil de la société aux adresses www.sedar.com et www.sec.gov.

Facilité de crédit renouvelable

Fortis est partie à une troisième facilité de crédit modifiée et refondue datée du 31 juillet 2017 avec la Banque de Nouvelle-Écosse, en tant que preneur ferme, premier arrangeur et teneur de plume unique et agent administratif, et la Banque canadienne impériale de commerce et la Banque royale du Canada, en tant qu'agents de co-syndication, et les prêteurs y étant parties de temps à autre. La troisième facilité de crédit modifiée et refondue de Fortis est une facilité de crédit renouvelable engagée non garantie de 1,3 milliard de dollars qui contient les modalités selon lesquelles ce crédit est mis à la portée de Fortis pendant la durée de la facilité. La troisième facilité de crédit modifiée et refondue contient les déclarations et garanties, les engagements de faire et de ne pas faire et les cas de défaut habituels. Fortis doit payer les frais habituels à l'égard de la facilité, et les montants en cours aux termes de cette facilité portent intérêt aux taux du marché.

Convention des actionnaires

Le 14 octobre 2016, ITC Investment Holdings, ITC Holdings, FortisUS et Eiffel Investment Pte Ltd (un membre du groupe de GIC et une remplaçante de Finn Investment Pte Ltd) ont conclu une convention des actionnaires régissant les droits des parties en leurs qualités respectives d'actionnaires directs et indirects de ITC Holdings. La convention des actionnaires prévoit certains droits habituels pour Eiffel Investment Pte Ltd, y compris le droit de nommer un administrateur au conseil de ITC Investment Holdings et à celui de ITC Holdings tant qu'elle est propriétaire d'au moins 9,95 % (sauf dans des cas de dilution précisés) des actions ordinaires en circulation de ITC Investment Holdings.

Selon les modalités de la convention des actionnaires, Eiffel Investment Pte Ltd a certains droits d'approbation de la minorité à l'égard de ITC Investment Holdings et de ITC Holdings, sous réserve du maintien de certains seuils de propriété relativement à ITC Investment Holdings, y compris concernant : i) les modifications des documents de charte, ii) les changements apportés à la taille du conseil, iii) les émissions de titres de participation, iv) les regroupements d'entreprises qui auraient une incidence sur Eiffel Investment Pte Ltd d'une manière différente que pour les autres actionnaires, v) l'insolvabilité, vi) certaines acquisitions, certains placements ou certaines coentreprises portant sur des actifs non principaux ou certaines ventes ou dispositions importantes d'actifs principaux, vii) dans des circonstances limitées, la création d'une dette par ITC Investment Holdings, ITC Holdings ou ses filiales ou la prise de certaines mesures qui pourraient, selon toute attente raisonnable, occasionner une notation de la dette à long terme non garantie de ITC Investment Holdings, de ITC Holdings et de ses filiales en deçà d'un placement de qualité, viii) les mesures par suite desquelles un ratio des flux de trésorerie par rapport à la dette de ITC dépasserait un seuil cible convenu, ix) les limitations sur les frais généraux payés à Fortis par ITC Holdings et x) l'expansion de l'entreprise principale à l'extérieur des territoires actuels de réglementation de ITC Holdings. La convention des actionnaires prévoit également une politique en matière de dividendes, qui ne peut être modifiée qu'avec l'approbation de tous les administrateurs indépendants de ITC Investment Holdings.

Acte de fiducie et premier acte de fiducie supplémentaire

Le 4 octobre 2016, Fortis a conclu un acte de fiducie et un premier supplément s'y rapportant avec The Bank of New York Mellon, en tant que fiduciaire aux É.-U., et Compagnie Trust BNY du Canada, en tant que co-fiduciaire au Canada. L'acte de fiducie et le premier supplément énonçant les modalités des billets non garantis à 2,100 % pour un montant en capital global de 500 millions de dollars US échéant en 2021 et des billets non garantis à 3,055 % pour un montant en capital global de 1,5 milliard de dollars US échéant en 2026. L'acte de fiducie contient certains engagements, cas de défaut et droits habituels au bénéfice des porteurs de titres et des fiduciaires. Des titres de créance peuvent être émis pour un montant illimité aux termes de l'acte de fiducie, lequel est régi par les lois de l'État de New York.