

# NOTRE RESPONSABILITÉ, AGIR MAINTENANT POUR DEMAIN

---

RAPPORT ANNUEL 2019

---

FORTIS<sub>INC.</sub>



# UNE SOCIÉTÉ SOLIDE PRÉSENTE PARTOUT EN AMÉRIQUE DU NORD



# TROIS CARACTÉRISTIQUES DISTINGUENT FORTIS

## Tout d'abord, nous sommes une entreprise de **livraison d'énergie**.

Les poteaux électriques, les câbles et les canalisations de gaz naturel représentent 93 % de l'ensemble de nos actifs. L'importance que nous accordons à la livraison d'énergie est fondamentale pour Fortis. Nous investissons dans des infrastructures de transport et de distribution en vue de livrer aux clients de l'énergie plus propre, de façon sécuritaire.

## Ensuite, nous sommes **diversifiés** sur les plans réglementaire et géographique.

La quasi-totalité des activités de Fortis sont réglementées et visent 17 territoires. Nous sommes l'une des entreprises les plus diversifiées sur le plan géographique en Amérique du Nord, et chacune de nos entreprises de services publics se conforme à un régime réglementaire distinct. Notre empreinte s'étend à pratiquement tout le continent.

## Enfin, nous faisons preuve d'un **leadership local** en matière de services publics.

Les entreprises de services publics de Fortis exercent leurs activités à proximité de leurs clients et de leurs organismes de réglementation. Nos équipes locales ont l'autorité et l'indépendance nécessaires pour offrir des services essentiels dans leur collectivité. Même si nos entreprises de services publics exercent leurs activités de façon distincte, en tant que grande famille de sociétés, nous faisons preuve d'excellence opérationnelle, d'innovation et de durabilité.

Ensemble, ces trois caractéristiques déterminantes sont celles d'une société qui :

- fait preuve de souplesse et est à l'écoute de ses clients;
- réduit les risques d'affaires;
- offre une échelle intéressante en matière de finances ainsi qu'une direction stratégique, tout en permettant à ses entreprises de services publics d'innover et de croître;
- crée un avantage concurrentiel durable qui favorise la croissance de la valeur à long terme pour les actionnaires.

# FORTIS EN BREF

**10** ENTREPRISES  
DE  
**SERVICES  
PUBLICS**

au Canada, aux États-Unis et  
dans les Caraïbes

COMPTE  
**9 000**  
EMPLOYÉS

Actif total de

**53** MILLIARDS \$

**1,3** MILLION

de clients des  
services publics de gaz

**2** MILLIONS

de clients des  
services publics d'électricité

Capitalisation boursière de

**25** MILLIARDS \$  
(au 31 décembre 2019)

**46<sup>e</sup>**

ANNÉE CONSÉCUTIVE  
de hausse du dividende versé

Établie à

**ST. JOHN'S,**  
Terre-Neuve-et-Labrador

TSX/NYSE : FTS

*Sauf indication contraire,  
toutes les informations financières  
sont présentées en dollars canadiens.*



Pour qu'une année soit couronnée de succès, il faut prendre des décisions éclairées chaque jour. Faire des choix réfléchis, pas uniquement pour aujourd'hui, mais pour demain.

**Chez Fortis, il est de notre responsabilité de préparer l'avenir dès aujourd'hui.**

## RAPPORT AUX ACTIONNAIRES

Chez Fortis, nous misons sur l'expérience de nos entreprises de services publics afin d'améliorer les services que nous offrons à nos clients, de dégager une performance financière supérieure pour nos actionnaires et de favoriser la durabilité au sein des collectivités que nous desservons. Au sein d'un secteur qui évolue rapidement, nos entreprises de services publics trouvent des moyens novateurs pour s'assurer de livrer une énergie plus propre aux clients, de manière sécuritaire, fiable et abordable.

La solide performance opérationnelle et financière que votre Société a enregistrée en 2019 démontre l'efficacité de notre stratégie.

## UN CHEF DE FILE DU SECTEUR EN MATIÈRE DE SÉCURITÉ, DE FIABILITÉ ET DE SÛRETÉ

Fortis continue de dépasser les moyennes du secteur en ce qui a trait à son rendement en matière de sécurité et de fiabilité. Le taux de fréquence de toutes les blessures est un indice du rendement en matière de sécurité et représente le nombre de blessures pour chaque bloc de 200 000 heures travaillées. En 2019, ce taux s'est établi à 1,45 chez Fortis, comparativement à un taux moyen pour le secteur de 1,59 au Canada et de 1,78 aux États-Unis.

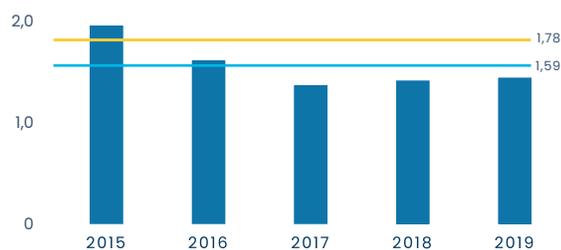
Notre culture axée sur la sécurité fait partie intégrante de nos activités et nous cherchons constamment des façons de nous améliorer. Les entreprises de services publics de Fortis élaborent continuellement des pratiques exemplaires et les partagent entre elles afin d'assurer un environnement de travail sain et sécuritaire.

Fortis évalue la fiabilité des services d'électricité en utilisant un indice de rendement fondé sur le nombre moyen d'heures d'interruption par client desservi.

En 2019, ce nombre moyen s'est établi à 1,84 heure, surpassant ainsi la moyenne combinée du secteur pour le Canada et les États-Unis qui est de 3,65 heures.

Fortis a mis au point une stratégie en matière de cybersécurité qui s'appuie sur des piliers fondamentaux, soit un programme de gestion des cyberrisques, un échange accru d'information et un renforcement de la culture de sécurité. Le programme reflète la structure de notre cadre de gestion des risques d'entreprise et se concentre sur les principaux risques, incluant : la gestion des actifs et des identités, l'analyse des menaces et de la vulnérabilité, la conscience situationnelle, l'échange d'information, les interventions en cas d'incident, les menaces pour la chaîne d'approvisionnement et les menaces internes. Grâce à la supervision du conseil d'administration et de la direction, cette stratégie permet de gérer efficacement les risques d'entreprise et de protéger les clients et les parties prenantes.

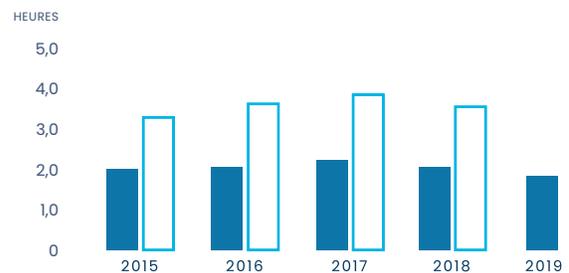
### TAUX DE FRÉQUENCE DE TOUTES LES BLESSURES<sup>1</sup>



- Fortis
- Moyenne du U.S. Bureau of Labor Statistics (pour la période de 2015 à 2018)
- Moyenne de l'Association canadienne de l'électricité (pour la période de 2015 à 2018)

1) Blessures par bloc de 200 000 heures travaillées

### DURÉE MOYENNE D'INTERRUPTION DU COURANT PAR CLIENT<sup>2</sup>



- Fortis
- Moyenne de l'Association canadienne de l'électricité et de la U.S. Energy Information Administration<sup>3</sup>

2) Selon une moyenne pondérée du nombre de clients de Fortis dans chaque région

3) Les données de comparaison du secteur pour 2019 seront disponibles plus tard au cours de 2020.

## UNE SOLIDE PERFORMANCE FINANCIÈRE

En 2019, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est chiffré à 1 655 millions \$, ou 3,79 \$ par action ordinaire, comparativement à 1 100 millions \$, ou 2,59 \$ par action ordinaire, pour 2018. Nous avons réalisé un bénéfice net ajusté de 1 115 millions \$, ou 2,55 \$ par action ordinaire, en 2019, comparativement à 1 066 millions \$, ou 2,51 \$ par action ordinaire, en 2018.

Nous avons dégagé un rendement total pour les actionnaires sur un an de 22,7 % en 2019. Sur une période de 20 ans, Fortis a dégagé un rendement total pour les actionnaires de 1 363 % et un rendement total annualisé moyen de 14,3 %. En comparaison, au cours de la même période de 20 ans, l'indice composé S&P/TSX et l'indice plafonné des services aux collectivités S&P/TSX ont généré des rendements totaux de 237 % et de 729 %,

respectivement. Très peu d'autres sociétés ont affiché de manière constante un rendement aussi solide pour les actionnaires.

La hausse de 6,1 % de notre dividende trimestriel au 1<sup>er</sup> décembre 2019, qui a atteint 0,4775 \$ par action ou 1,91 \$ sur une base annualisée, a marqué la 46<sup>e</sup> année consécutive de hausse du dividende annuel versé par action ordinaire, soit un des plus longs records pour une société publique canadienne.

En nous appuyant sur de solides assises et en demeurant confiants à l'égard des occasions futures, nous avons prolongé notre prévision pour la croissance du dividende annuel moyen de 6 % jusqu'en 2024.

### RENDEMENT TOTAL SUPÉRIEUR POUR LES ACTIONNAIRES SUR 20 ANS

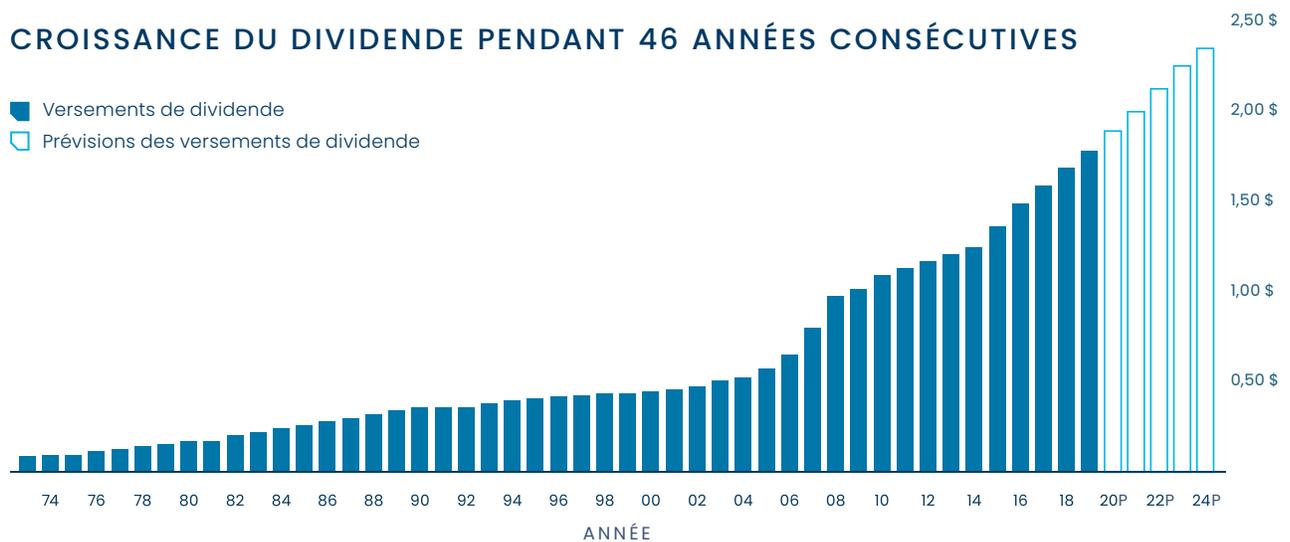


Remarque : Rendement total cumulatif sur 20 ans pour les actionnaires au 31 décembre 2019

## PRÉVISION PROLONGÉE POUR LA CROISSANCE DU DIVIDENDE ANNUEL MOYEN DE 6 % JUSQU'EN 2024

### CROISSANCE DU DIVIDENDE PENDANT 46 ANNÉES CONSÉCUTIVES

- Versements de dividende
- Prévisions des versements de dividende



## UNE FLEXIBILITÉ FINANCIÈRE ACCRUE

Nous avons considérablement amélioré notre flexibilité financière en 2019.

Tout d'abord, nous avons vendu notre participation dans le projet de centrale hydroélectrique pour l'Expansion de Waneta, en Colombie-Britannique, pour environ 1 milliard \$. Nous avons comptabilisé un profit à la vente d'environ 0,5 milliard \$ et avons affecté

le produit net au remboursement de la dette, incluant les emprunts à court terme et un montant de 400 millions \$ US lié à la dette à long terme.

Ensuite, Fortis a émis 1,2 milliard \$ d'actions ordinaires à la fin de 2019, dont le produit net a servi à rembourser la dette, incluant les emprunts à court terme et un montant de 500 millions \$ US lié à la dette à long terme.

## DES INVESTISSEMENTS DE CAPITAL RECORDS

Au sein de notre plus importante entreprise de services publics, **ITC Holdings Corp.**, les travaux liés à plusieurs importants projets de transport ont progressé, y compris l'achèvement d'une nouvelle ligne de transport de 174 kilomètres facilitant l'intégration de l'énergie éolienne qui sera utilisée par les consommateurs d'électricité de tout le Midwest américain.

En ce qui a trait à **Tucson Electric Power (« TEP »)**, cinq des dix premières génératrices à moteurs alternatifs à combustion interne ont commencé à être exploitées en 2019. Les autres génératrices devraient être mises en service au début de 2020. La production de gaz naturel accélérée de façon efficace de 192 mégawatts (« MW ») permettra de soutenir le développement des ressources en énergies éolienne et solaire de TEP tout en fournissant un service sûr, fiable et abordable aux clients.

**NOUS AVONS ENGAGÉ DES DÉPENSES  
D'INVESTISSEMENT RECORDS DE  
3,8 MILLIARDS \$ EN 2019.**



*ITC Holdings Corp.*

L'année 2019 a été marquée par d'importants jalons pour le **projet Wataynikaneyap Transmission Power** situé au nord-ouest de l'Ontario. Ce projet, détenu à 51 % par nos partenaires des Premières Nations, prévoit la construction de lignes de transport d'environ 1 800 kilomètres afin de relier 17 collectivités des Premières Nations éloignées au réseau électrique de l'Ontario pour la première fois.

Le contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction a été attribué, la clôture du financement du projet a été conclue et l'ordre de démarrage des

travaux a été donné. De plus, Wataynikaneyap Power a célébré la graduation de la quatrième cohorte d'étudiants à la Formation de technicien de soutien au sol pour les équipes de poseurs de ligne électrique. Le programme de certificat de 15 semaines permet aux étudiants autochtones de se préparer en vue de saisir des occasions d'emploi dans le cadre du projet Wataynikaneyap Transmission Power.

Le programme d'investissement sur cinq ans de 18,8 milliards \$ de Fortis pour la période allant de 2020 à 2024 vise la modernisation du réseau, la livraison d'une énergie plus propre aux clients, l'électrification et l'expansion de nos activités de gaz naturel relatives à FortisBC. Au cours des cinq dernières années, la base tarifaire de mi-exercice pour nos services publics a augmenté pour atteindre 28 milliards \$, ce qui représente une croissance annuelle moyenne de 7 %, en excluant les acquisitions d'entreprises de services publics. Nous prévoyons enregistrer une croissance similaire au cours des cinq prochaines années, selon une croissance de la base tarifaire de mi-exercice se situant environ entre 10 milliards \$ et plus de 38 milliards \$ d'ici 2024.

**FortisBC** pourrait être notre entreprise de services publics canadienne affichant la croissance la plus rapide au cours des prochaines années. Elle compte plus d'un million de clients de gaz naturel et est le plus important distributeur de gaz naturel en Colombie-Britannique. Dans le cadre de son programme d'investissement sur cinq ans, elle a également prévu affecter un montant de 1,1 milliard \$ à d'importants projets liés à l'intégrité du réseau, incluant les deux mises à niveau majeures du système qui ont été apportées à ses infrastructures de gaz naturel. L'entreprise de services publics prévoit également engager des dépenses de 100 millions \$ dans le cadre de projets de gaz naturel renouvelable et encourager l'utilisation du gaz naturel pour le transport.



Employés de Tucson Electric Power

## AU SEIN DE NOTRE GROUPE D'ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS, NOS ÉQUIPES COLLABORENT AFIN D'INNOVER À UN RYTHME ACCÉLÉRÉ.

Au sein de notre groupe d'entreprises de services publics, nos équipes collaborent afin d'innover à un rythme accéléré. Notre investissement dans **Energy Impact Partners (« EIP »)** est l'un des moyens qui nous permet d'adopter de nouvelles idées et de montrer la voie au sein de notre secteur. EIP est un fonds d'investissement stratégique important réunissant un regroupement mondial d'entreprises de services publics et d'entreprises technologiques émergentes qui transforment l'avenir du secteur. Par l'intermédiaire d'EIP, nous avons accès aux plus récentes innovations, ce qui nous permet d'être positionnés pour mieux servir nos clients.

Nous avons su tirer parti de notre relation avec EIP au sein de notre famille d'entreprises de services publics. Ainsi, **Maritime Electric**, notre entreprise de services publics de l'Île-du-Prince-Édouard collabore avec Urbint, une entreprise technologique émergente trouvée par l'entremise d'EIP. Urbint se sert de l'intelligence artificielle pour établir la priorité de remplacement des poteaux électriques à haut risque, ce qui crée des efficacités et améliore la sécurité et la fiabilité.



*FortisBC fournit du gaz naturel à l'industrie navale.*

## RÉDUCTION D'ÉMISSIONS DE CARBONE

Pour nous, chez Fortis, la durabilité et la réduction de notre empreinte carbone demeurent au premier plan de tout ce que nous entreprenons. Nos actifs comprennent principalement des poteaux électriques, des câbles et des canalisations de gaz naturel. Nous détenons un petit nombre d'installations de production d'énergie à partir de combustibles fossiles, ce qui limite notre impact environnemental. Nous continuons de cibler un avenir énergétique plus propre en livrant davantage d'énergie renouvelable à nos clients. Les installations de production que Fortis détient font essentiellement partie des activités de TEP. Cette entreprise de services publics fait de grands progrès afin de réduire l'intensité de ses émissions de carbone et elle a récemment annoncé la construction du projet éolien Oso Grande, d'une capacité de 250 MW, lequel deviendra la plus importante source d'énergie renouvelable de TEP. En 2021, TEP disposera de suffisamment de ressources énergétiques renouvelables dans son réseau pour alimenter près de 30 % de ses clients de ventes au détail, et ce, près de dix ans avant sa cible initiale fixée à 2030.

Les efforts de notre équipe en Arizona ne s'arrêtent toutefois pas là. TEP collabore actuellement avec la University of Arizona et les gens de la communauté locale afin d'établir de nouvelles cibles de réduction des émissions de carbone, qui suivent celles stipulées dans l'Accord de Paris sur les changements climatiques. L'installation de production au charbon de TEP

représente désormais moins de 5 % du total de la base tarifaire de toutes les entreprises de services publics de Fortis, soit nettement moins que plusieurs autres entreprises de services publics de notre secteur.

FortisBC s'est fixé comme cible de réduire de 30 % les émissions de gaz à effet de serre liées à la consommation d'énergie de ses clients d'ici 2030. Pour y parvenir, FortisBC triplera son investissement dans les projets écoénergétiques, augmentera l'offre de gaz naturel renouvelable et se concentrera sur une infrastructure et des moyens de transport à émissions de carbone faibles ou nulles. Cette entreprise de services publics vise à obtenir à partir de sources renouvelables une proportion de 15 % du gaz naturel dont elle a besoin d'ici 2030 et, récemment, elle s'est jointe à la délégation canadienne qui a pris part à la Conférence des Nations Unies sur les changements climatiques.

ITC établit la norme quant à la manière dont une société de distribution d'énergie peut lutter contre les changements climatiques. ITC est une importante société de transport jouant un rôle de premier plan dans le virage vers les énergies renouvelables qui s'amorce aux États-Unis. L'entreprise de services publics a déjà relié plus de 6 800 MW d'énergie éolienne et, au cours des cinq prochaines années, elle entend relier 2 000 MW d'énergie éolienne et 600 MW d'énergie solaire de plus là où elle est présente.

EN 2021, TUCSON ELECTRIC POWER DISPOSERA DE SUFFISAMMENT DE RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES RENOUVELABLES DANS SON RÉSEAU POUR ALIMENTER PRÈS DE 30 % DE SES CLIENTS DE VENTES AU DÉTAIL, ET CE, PRÈS DE DIX ANS AVANT SA CIBLE INITIALE FIXÉE À 2030.

L'utilisation accrue d'énergie renouvelable stimule l'innovation et la croissance. Fortis demeure fidèle à son engagement visant à réduire son empreinte carbone tandis que nous réalisons le plein potentiel de la transformation vers une énergie plus propre qui est en cours.

En 2019, nous avons rehaussé l'information sur le développement durable et présenté de nouveaux indicateurs relativement aux employés, aux activités liées au gaz naturel et à la consommation d'eau. Nous avons également fourni des renseignements sur les initiatives que nous avons mises en œuvre pour appuyer les objectifs de développement durables des Nations Unies.

Fortis est considérée comme un chef de file en matière de développement durable et a été inscrite au palmarès des 50 meilleures entreprises citoyennes au Canada de Corporate Knights, une organisation vouée à la promotion des pratiques commerciales responsables. En outre, Fortis s'est classée première en ce qui a trait à l'importance de la réduction de ses émissions de carbone en trois ans, et elle occupait la 24<sup>e</sup> place du classement général, parmi 242 entreprises sondées.

Enfin, la notation de Fortis a été relevée à AA par MSCI, un des plus importants groupes consultatifs en ESG, qui analyse les pratiques en matière d'environnement, de responsabilité sociale et de gouvernance d'entreprise (« ESG ») et qui évalue la capacité d'une société à gérer les risques liés aux ESG par rapport à ses pairs. La notation actuelle de AA est en hausse de trois niveaux par rapport à la note initiale de BB que nous avons obtenue en 2015.



## INCLUSION ET DIVERSITÉ

Dans l'ensemble du groupe Fortis, des efforts concertés ont été mis en œuvre en 2019 pour favoriser l'inclusion et la diversité. Nous croyons que les employés doivent se sentir à l'aise de venir travailler et de faire leur travail, sans aucune forme de jugement. Les gens qui peuvent être véritablement eux-mêmes sont plus heureux et sont ainsi plus à même de réaliser leur plein potentiel. Nous avons établi un cadre pour l'inclusion et la diversité, et les chefs de la direction de toutes les sociétés de Fortis ont signé une déclaration dans laquelle elles s'engagent à déployer des efforts pour favoriser l'inclusion et la diversité.

Ces dernières années, nous nous sommes concentrés sur la diversité des genres. Les femmes représentent 60 % de nos

Un Fortis pour  
*tous*



employés au siège social, 42 % des membres du conseil d'administration élus en 2019 et environ un tiers de nos dirigeants dans l'ensemble du groupe Fortis.

Nos efforts en matière d'inclusion et de diversité se poursuivront en 2020 et au-delà.



*Des employés de FortisAlberta démontrent leur soutien à l'égard de l'inclusion et de la diversité.*

## PROFONDÉMENT ANCRÉS DANS NOTRE COMMUNAUTÉ

Notre modèle décentralisé permet aux entreprises de services publics de Fortis de s'impliquer activement dans leurs communautés locales. Elles sont des chefs de file au sein des communautés qu'elles desservent grâce aux efforts ciblés qu'elles déploient dans certains secteurs de leurs communautés locales où les besoins sont les plus criants. Les investissements communautaires de Fortis et de ses entreprises de services publics ont totalisé plus de 12 millions \$ en 2019.

Notre entreprise de services publics **Central Hudson Gas & Electric** a offert un bel exemple de soutien à la communauté, puisqu'elle a fourni près de 900 000 \$ afin de financer des projets communautaires en 2019. Les activités organisées incluaient une campagne menée par des employés pour les organismes de Centraide à l'échelle locale et le parrainage d'événements communautaires visant à soutenir des programmes à but non lucratif et à promouvoir l'économie locale. Au cours des dix dernières années, Central Hudson a versé des contributions d'environ 10 millions \$ à divers groupes communautaires locaux.



*Au New York Stewart International Airport, des employés de Central Hudson tirent un Boeing 757 sur une distance de 12 pieds en 10,36 secondes. La compétition de tir d'avion, organisée par l'organisme Centraide de la région Dutchess-Orange, a permis d'amasser environ 50 000 \$ US.*

## CHANGEMENTS AU SEIN DE L'ÉQUIPE DE DIRECTION

Au cours des dernières années, Fortis et ses entreprises de services publics ont considérablement mis l'accent sur la gestion des talents et le développement de l'équipe de direction. L'année 2019 n'a d'ailleurs pas fait exception puisque les dirigeants suivants ont désormais de nouvelles responsabilités.

M. James P. Laurito occupe désormais le poste élargi de vice-président directeur, développement des affaires et chef de la direction technique. M. Laurito possède une connaissance approfondie du secteur des services publics en Amérique du Nord, notamment des dernières tendances et des occasions en matière de technologie et d'innovation. M. Laurito a assumé les fonctions liées à la technologie à titre de vice-président directeur et chef de l'information lors du départ à la retraite de Phonse J. Delaney. La carrière de M. Delaney au sein du groupe de sociétés de Fortis s'est étendue sur plus de 30 années, durant lesquelles il a notamment occupé le poste de président et chef de la direction de FortisAlberta. Nous remercions M. Delaney pour son expertise et nous lui souhaitons une bonne retraite.

Le rôle de David G. Hutchens a également été élargi avec sa nomination au poste de chef de l'exploitation. M. Hutchens occupait auparavant le poste de vice-président directeur, exploitation des services publics de l'Ouest. Dans ce tout nouveau rôle, M. Hutchens assumera des responsabilités élargies, incluant la supervision des activités de nos dix entreprises de services publics au Canada, aux États-Unis et dans les Caraïbes, pendant que nous procédons à la mise en œuvre de notre vaste programme d'investissement. M. Hutchens continuera également d'occuper le poste de chef de la direction d'UNS Energy Corporation en Arizona.

### À la mémoire d'Ida J. Goodreau

Nous avons été profondément attristés par le décès de M<sup>me</sup> Ida J. Goodreau en 2019. M<sup>me</sup> Goodreau a occupé le poste de présidente du comité de gouvernance et de mise en candidatures au sein du conseil d'administration de Fortis et celui de présidente du conseil d'administration de FortisBC. Elle était une chef d'entreprise internationale, un mentor et une collègue très appréciée qui a fait preuve d'un leadership réfléchi au sein de Fortis pendant de nombreuses années. Elle manque beaucoup à toute la famille Fortis.



## POSITIONNÉS SUR LA VOIE DE NOTRE RÉUSSITE FUTURE

Nous remercions nos 9 000 employés, qui ont continué à travailler de façon sécuritaire et qui ont réussi à livrer un service exceptionnel à nos clients. Le succès que connaît Fortis est le fruit de votre travail acharné.

Nous tenons également à remercier nos actionnaires pour leur appui constant. Nous continuerons de promouvoir le progrès en nous assurant de réaliser le plein potentiel de la transition vers une énergie plus propre, tout en demeurant fidèle à notre engagement consistant à livrer une énergie à la fois sécuritaire, fiable et sûre.

Nous estimons que Fortis est plus forte que jamais. Nous nous tournons vers l'avenir tandis que nous propulsons votre société dans cette direction, en veillant à ce que le succès de Fortis perdure pour les années à venir.

Au nom du conseil d'administration,

*Le président du conseil  
d'administration,  
Fortis Inc.*



**Douglas J. Haughey**

*Le président et chef  
de la direction,  
Fortis Inc.*



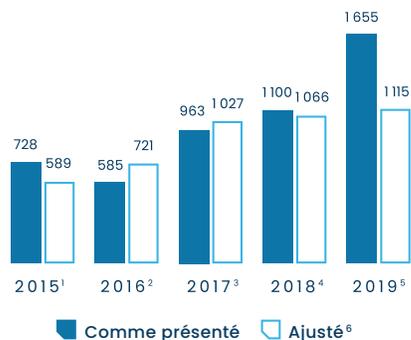
**Barry V. Perry**



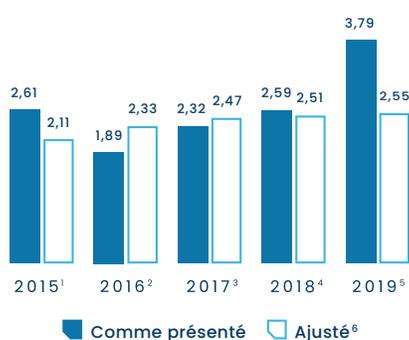
*Douglas Haughey, président du conseil d'administration,  
et Barry Perry, président et chef de la direction*

## FAITS SAILLANTS FINANCIERS

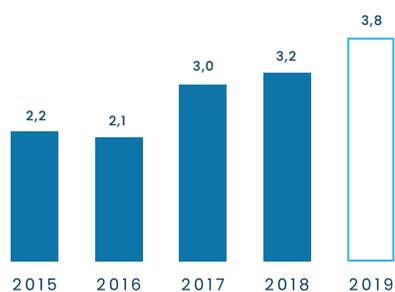
### BÉNÉFICE NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES ORDINAIRES (M\$)



### BÉNÉFICE DE BASE PAR ACTION ORDINAIRE (\$)



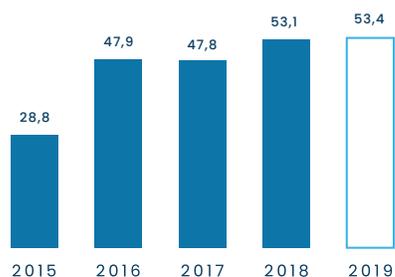
### DÉPENSES D'INVESTISSEMENT (G\$)



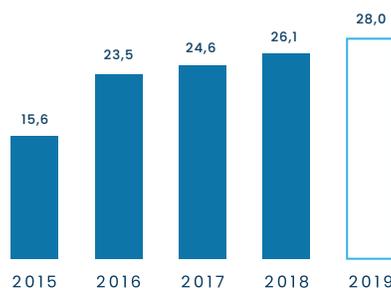
### PRODUITS (G\$)



### ACTIF (G\$)



### BASE TARIFAIRE DE MI-EXERCICE (G\$)



- 1) La contribution d'UNS Energy pour un exercice complet, l'achèvement de l'Expansion de Waneta et les gains tirés de la vente d'actifs non essentiels ont influé sur les résultats. Le bénéfice net ajusté ne tient compte ni des gains sur la vente d'actifs non essentiels ni des autres éléments non liés à l'exploitation.
- 2) L'accroissement découlant de l'acquisition d'ITC en octobre 2016 et d'Aitken Creek en avril 2016, ainsi que les coûts liés à l'acquisition connexes ont influé sur les résultats. Le bénéfice net ajusté ne tient compte ni des coûts liés à l'acquisition ni des autres éléments non liés à l'exploitation.
- 3) La contribution d'ITC et d'Aitken Creek pour un exercice complet a influé sur les résultats. Le bénéfice net ajusté ne tient compte ni de l'incidence de la réforme fiscale américaine ni des autres éléments non liés à l'exploitation.
- 4) La réforme fiscale américaine et une baisse du supplément incitatif au titre de l'indépendance pour ITC ont influé sur les résultats. Le bénéfice net ajusté exclut certains éléments non liés à l'exploitation.
- 5) Un profit à la cession de l'Expansion de Waneta et un ajustement favorable lié à une ordonnance réglementaire relative à ITC ont influé sur les résultats.
- 6) Mesure non conforme aux PCGR

Toute l'information financière est exprimée en dollars canadiens. L'information couvre les exercices clos les 31 décembre.

# ACTIVITÉS TRÈS RÉGLEMENTÉES, PEU RISQUÉES ET DIVERSIFIÉES

## ACTIVITÉS RÉGLEMENTÉES

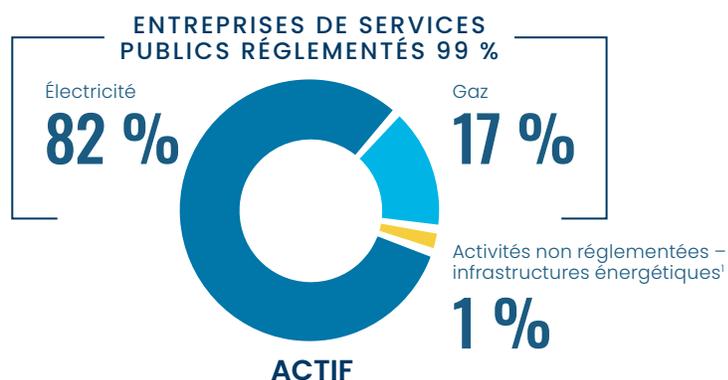
	CLIENTS			DEMANDE DE POINTE		VENTES D'ÉLECTRICITÉ (GWh)	VOLUMES DE GAZ (PJ)	BÉNÉFICE (M\$)	ACTIF TOTAL (G\$)	2020P <sup>1</sup>	
	ÉLECTRICITÉ (NOMBRE)	GAZ (NOMBRE)	EMPLOYÉS (NOMBRE)	ÉLECTRICITÉ (MW)	GAZ (TJ)					BASE TARIFAIRE DE MI-EXERCICE (G\$)	PRO-GRAMME D'INVESTISSEMENT (M\$)
ITC <sup>2</sup>	–	–	707	22 815	–	–	–	471	19,8	9,5	976
UNS Energy	526 000	160 000	2 103	3 179	118	18 354	16	292	10,2	5,8	1 390
Central Hudson	300 000	80 000	1 065	1 109	148	4 963	22	85	3,7	2,1	292
FortisBC <sup>3</sup>	179 000	1 041 000	2 411	696	1 352	3 326	227	219	9,6	6,4	648
FortisAlberta	568 000	–	1 111	2 642	–	16 887	–	131	4,8	3,7	436
Autres entreprises d'électricité <sup>4</sup>	463 000	–	1 453	2 138	–	9 366	–	106	4,2	3,2	566
	<b>2 036 000</b>	<b>1 281 000</b>	<b>8 850</b>	<b>32 579</b>	<b>1 618</b>	<b>52 896</b>	<b>265</b>	<b>1 304</b>	<b>52,3</b>	<b>30,7</b>	<b>4 308</b>

1) Prévisions

2) Les données reflètent 100 % des activités d'ITC, sauf le bénéfice qui représente la participation de 80,1 % de la Société. ITC n'a aucun client de détail.

3) Comprend FortisBC Energy et FortisBC Electric.

4) Les données reflètent 100 % des activités des entreprises de services publics dans les Caraïbes, sauf le bénéfice qui représente la participation de 60 % de la Société. Comprend également Newfoundland Power, Maritime Electric, FortisOntario, la participation en actions de 39 % de la Société dans la société en commandite Wataynikanayap Power, Fortis Turks and Caicos et la participation en actions de 33 % dans Belize Electricity.



1) Comprend des investissements en Colombie-Britannique et au Belize.

**ACTIF TOTAL DE 53 MILLIARDS \$  
AU 31 DÉCEMBRE 2019**

## Table des matières

À propos de Fortis .....	18
Éléments importants.....	20
Aperçu du rendement .....	20
Le secteur.....	23
Résultats d'exploitation.....	24
Rendement des unités d'exploitation .....	25
ITC.....	25
UNS Energy.....	26
Central Hudson.....	26
FortisBC Energy.....	27
FortisAlberta.....	27
FortisBC Electric.....	28
Autres entreprises d'électricité.....	28
Infrastructures énergétiques.....	28
Siège social et autres.....	29
Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis.....	29
Faits saillants en matière de réglementation.....	30
Situation financière .....	32
Situation de trésorerie et sources de financement .....	33
Besoins en flux de trésorerie.....	33
Sommaire des flux de trésorerie .....	34
Obligations contractuelles.....	36
Structure du capital et notations.....	36
Programme d'investissement.....	37
Risques d'affaires.....	40
Questions comptables.....	48
Instrument financiers.....	51
Dettes à long terme et autres.....	51
Dérivés.....	52
Principales informations financières annuelles.....	54
Résultats du quatrième trimestre .....	55
Sommaire des résultats trimestriels.....	56
Transactions entre parties liées .....	57
Évaluation des contrôles et procédures par la direction.....	57
Perspectives.....	58
Informations prospectives.....	58
Glossaire .....	59
États financiers consolidés résumés.....	61

En date du 12 février 2020

Le présent rapport de gestion a été préparé conformément au Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue. Il doit être lu conjointement avec les états financiers annuels de 2019 et est assujéti à la mise en garde présentée à la rubrique « Informations prospectives » à la page 58. Vous pouvez obtenir de plus amples renseignements au sujet de Fortis, y compris la notice annuelle déposée sur SEDAR, en consultant les adresses [www.fortisinc.com](http://www.fortisinc.com), [www.sedar.com](http://www.sedar.com) ou [www.sec.gov](http://www.sec.gov).

L'information financière figurant aux présentes a été préparée conformément aux PCGR des États-Unis (à l'exception des mesures présentées comme étant non conformes aux PCGR des États-Unis) et est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire, selon les taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien suivants : i) moyenne de 1,33 et de 1,30, respectivement, pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018; ii) 1,30 et 1,36, respectivement, au 31 décembre 2019 et 2018; et iii) 1,32 pour toutes les périodes visées par des prévisions. Certains termes et expressions utilisés dans le présent rapport de gestion sont définis dans le glossaire présenté à la page 59.

## À PROPOS DE FORTIS

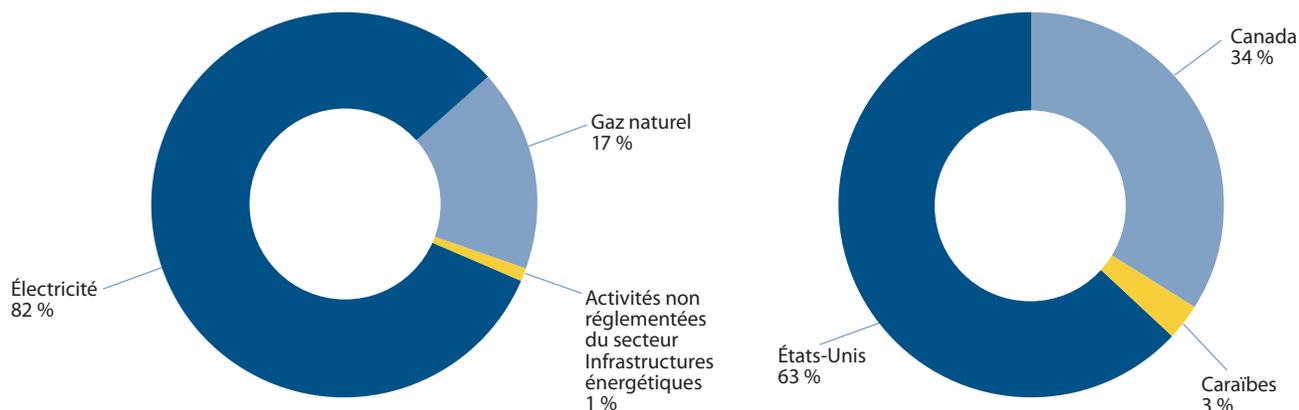
Fortis (TSX/NYSE : FTS), dont les produits ont été de 8,8 milliards \$ et dont le total de l'actif s'élevait à 53 milliards \$ au 31 décembre 2019, compte parmi les plus importantes entreprises de services publics réglementés bien diversifiées dans le secteur de l'électricité et du gaz en Amérique du Nord.



Jocelyn Perry, Vice-présidente directrice, chef des finances, Fortis Inc.

Les entreprises de services publics réglementés comptent pour 99 % des actifs de la Société, le reste étant principalement attribuable aux activités non réglementées du secteur Infrastructures énergétiques. Les employés de la Société, dont le nombre s'élève à 9 000, servent 3,3 millions de clients du secteur des services publics dans cinq provinces canadiennes, neuf États américains et trois pays des Caraïbes. Au 31 décembre 2019, 66 % des actifs de la Société étaient situés à l'extérieur du Canada. En outre, 60 % des produits de 2019 proviennent d'établissements à l'étranger.

## Total de l'actif au 31 décembre 2019



Fortis est essentiellement une société de livraison d'énergie, et 93 % de ses actifs sont liés au transport et à la distribution. Les activités se caractérisent par un bénéfice et des flux de trésorerie à faible risque, stables et prévisibles. Les principales mesures de la performance financière sont le bénéfice par action et le rendement total pour l'actionnaire.

Les entreprises de services publics réglementés de Fortis sont les suivantes : ITC (transport d'électricité – Michigan, Iowa, Minnesota, Illinois, Missouri, Kansas et Oklahoma); UNS Energy (distribution intégrée de gaz naturel et d'électricité – Arizona); Central Hudson (transport et distribution d'électricité et distribution de gaz naturel – New York); FortisBC Energy (transport et distribution de gaz naturel – Colombie-Britannique); FortisAlberta (distribution d'électricité – Alberta); FortisBC Electric (société intégrée liée à l'électricité – Colombie-Britannique); Newfoundland Power (société intégrée liée à l'électricité – Terre-Neuve-et-Labrador); Maritime Electric (société intégrée liée à l'électricité – Île-du-Prince-Édouard); FortisOntario (société intégrée liée à l'électricité – Ontario); Caribbean Utilities (société intégrée liée à l'électricité – Île Grand Caïman); et FortisTCI (société intégrée liée à l'électricité – Îles Turks et Caïcos). Fortis détient également une participation en actions dans la société en commandite Wataynikaneyap (transport électrique – Ontario) et dans Belize Electricity (société intégrée liée à l'électricité – Belize).

Les activités non réglementées du secteur Infrastructures énergétiques comprennent Aitken Creek (installation de stockage de gaz naturel – Colombie-Britannique), BECOL (trois installations de production hydroélectrique – Belize) et l'expansion de Waneta, jusqu'à sa cession en avril 2019 (se reporter à la rubrique « Éléments importants » à la page 20).

Fortis s'est dotée d'un modèle d'exploitation unique. En effet, elle possède un petit siège social situé à St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador, et ses unités d'exploitation fonctionnent sur une base essentiellement autonome. Chaque entreprise de service public a sa propre équipe de gestion et la plupart ont un conseil d'administration composé majoritairement d'administrateurs indépendants, lequel s'assure de façon efficace que les paramètres généraux des politiques et des meilleures pratiques de Fortis sont respectés. L'autonomie des filiales permet de bâtir des relations constructives avec les organismes de réglementation, les responsables des politiques, les clients et les collectivités. Fortis estime que ce modèle favorise la responsabilisation des entreprises de la Société, permet à celles-ci de tirer parti des occasions qui s'offrent à elles et améliore leur performance. En outre, ce modèle positionne bien Fortis en vue des occasions d'investissement futures.

Fortis s'efforce de fournir un service énergétique sûr, fiable et économique aux clients en utilisant des pratiques durables tout en visant une croissance rentable à long terme pour les actionnaires. La direction met l'accent sur la croissance au moyen de la mise en œuvre du programme d'investissement consolidé et de la poursuite de nouvelles occasions d'investissement dans les territoires de service existants et à proximité de ceux-ci (se reporter à la rubrique « Programme d'investissement » à la page 37).

Des renseignements additionnels sur les entreprises et les unités d'exploitation de la Société sont présentés à la note 1 des états financiers annuels de 2019.

## ÉLÉMENTS IMPORTANTS

### Cession

Le 16 avril 2019, Fortis a vendu sa participation de 51 % dans l'Expansion de Waneta d'une capacité de 335 MW pour un produit de 995 millions \$. Un profit sur cession de 577 millions \$ (484 millions \$ après impôt), déduction faite des charges, a été comptabilisé dans le secteur Siège social et autres.

Fortis a utilisé le produit net pour rembourser les emprunts sur les facilités de crédit et racheter, au moyen d'une offre publique de rachat, un montant de 400 millions \$ US de ses billets de premier rang non garantis à 3,055 % arrivant à échéance en 2026. La diminution du bénéfice de l'Expansion de Waneta a été contrebalancée par la baisse des charges financières et un profit au remboursement des billets à 3,055 %.

### Placement d'actions ordinaires

Au cours du quatrième trimestre de 2019, la Société a émis approximativement 22,8 millions d'actions ordinaires à un prix de 52,15 \$ par action, pour un produit brut de 1 190 millions \$ (1 167 millions \$, déduction faite des commissions). Le produit net a été utilisé pour rembourser un montant de 500 millions \$ US de ses billets de premier rang non garantis à 2,10 % arrivant à échéance le 4 octobre 2021, rembourser les emprunts sur les facilités de crédit et aux fins générales de la Société.

### Ordonnance de novembre 2019 de la FERC

En novembre 2019, la FERC a émis une ordonnance aux termes de laquelle le RCP de base futur pour les filiales d'ITC membres de MISO a été réduit, s'établissant maintenant à 9,88 %, et peut atteindre au plus 12,24 % compte tenu des suppléments incitatifs. Si l'on tient compte des suppléments incitatifs applicables, le RCP pour les filiales d'ITC membres de MISO totalise 10,63 %, comparativement au RCP total précédent de 11,07 %. L'incidence nette s'est traduite par une augmentation du bénéfice de 63 millions \$, laquelle découle d'une reprise nette de passifs constitués au cours des périodes précédentes de 83 millions \$, contrebalancée en partie par l'incidence de la réduction en 2019 du RCP, laquelle représente un montant de 20 millions \$. Pour obtenir davantage de renseignements, se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » à la page 30.

## APERÇU DU RENDEMENT

### Principales mesures financières

(en millions \$, sauf indication contraire)

	2019	2018	Écart
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires			
Réel	1 655	1 100	555
Ajusté <sup>1</sup>	1 115	1 066	49
BPA de base (en \$)			
Réel	3,79	2,59	1,20
Ajusté <sup>1</sup>	2,55	2,51	0,04
Dividendes			
Versés par action ordinaire (\$)	1,8275	1,7250	0,1025
Ratio de distribution réel (%)	48,2	66,6	(18,4)
Ratio de distribution ajusté <sup>1</sup> (%)	71,7	68,7	3,0
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	436,8	424,7	12,1
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	2 663	2 604	59
Dépenses d'investissement	3 818	3 218	600

<sup>1</sup> Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis » à la page 29.

Rendement total pour l'actionnaire <sup>1</sup> (%)	Sur 1 an	Sur 5 ans	Sur 10 ans	Sur 20 ans
Fortis	22,7 %	10,8 %	10,6 %	14,3 %

<sup>1</sup> Rendement total annualisé pour l'actionnaire au 31 décembre 2019 selon Bloomberg.

### Bénéfice et bénéfice par action

L'augmentation de 555 millions \$ du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires reflète les éléments non récurrents importants, la croissance de la base tarifaire découlant du programme d'investissement de la Société au sein des entreprises de services publics réglementés et un écart de change favorable, facteurs contrebalancés en partie par l'incidence des conditions météorologiques au Belize et en Arizona, les décisions réglementaires liées à ITC et des ajustements fiscaux favorables non récurrents comptabilisés principalement en 2018.

Les éléments non récurrents importants comptaient un profit de 484 millions \$ à la cession de l'expansion de Waneta et un ajustement favorable de 83 millions \$ découlant de l'ordonnance de novembre 2019 de la FERC (se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » à la page 30), lequel a donné lieu à la reprise nette, en 2019, des passifs constitués au cours des exercices précédents.

# Rapport de gestion

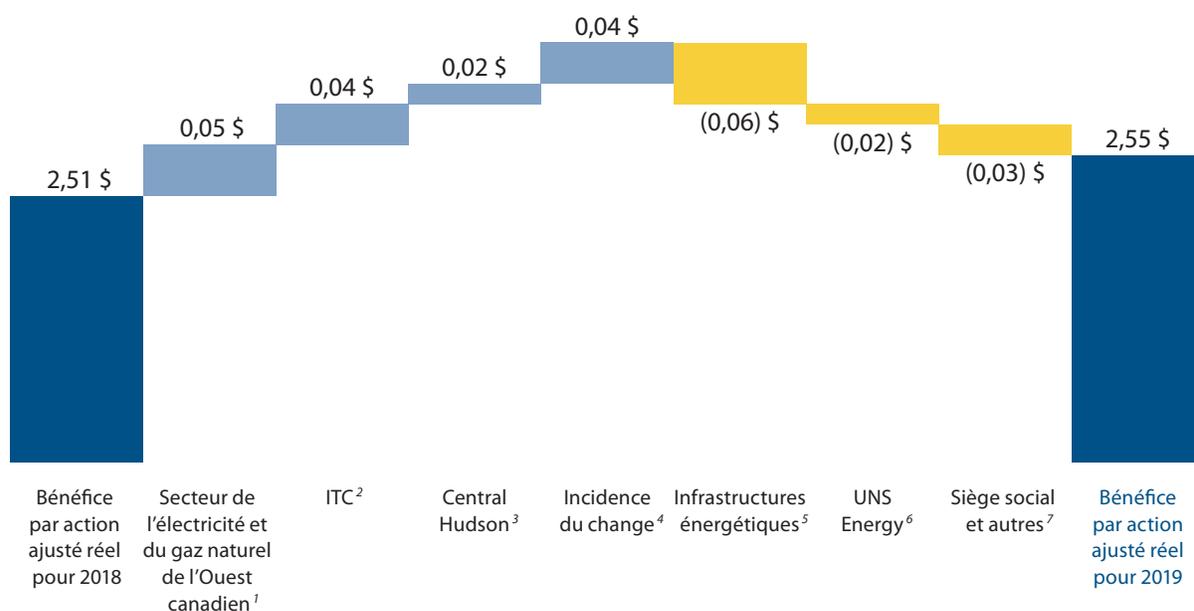
Les entreprises de services publics réglementés ont enregistré des résultats financiers favorables, ce qui reflète la croissance de la base tarifaire liée à ITC, la diminution des charges d'exploitation, principalement en ce qui a trait à FortisAlberta, et l'écart de change favorable. Cette croissance a été atténuée par les facteurs suivants : i) la diminution du RCP d'ITC en raison de l'ordonnance de novembre 2019 de la FERC et la réduction des suppléments incitatifs liés au RCP à compter d'avril 2018, ii) l'apport au bénéfice moindre provenant d'UNS Energy en raison de la baisse des ventes au détail attribuable à la baisse des températures et de l'augmentation des coûts liés à la croissance de la base tarifaire qui n'est pas encore reflétée dans les tarifs, et iii) la baisse de l'apport au bénéfice du secteur Infrastructures énergétiques en raison de la diminution de la production d'hydroélectricité au Belize et de la diminution des marges réalisées à Aitken Creek.

Les ajustements fiscaux favorables non récurrents comptabilisés en 2018 découlent de la décision de présenter une déclaration de revenus d'État consolidée et de la désignation des actifs nets liés à l'Expansion de Waneta, comme détenus en vue de la vente totalisant 30 millions \$ et 14 millions \$, respectivement. En outre, la finalisation des règlements à l'égard de l'impôt anti-abus contre l'érosion de la base d'imposition dans le cadre de la réforme fiscale américaine a donné lieu à la comptabilisation d'une charge d'impôt de 12 millions \$ en 2019.

Finalement, une augmentation de 12,1 millions du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, attribuable i) à l'émission, par la Société, d'actions ordinaires pour un montant de 1,2 milliard \$ au quatrième trimestre de 2019 (se reporter à la rubrique « Éléments importants » à la page 20), ii) au programme d'actions ordinaires au cours du marché, et iii) aux régimes de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions, a donné lieu à une diminution du bénéfice par action ordinaire de base de 0,07 \$.

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté et le bénéfice par action ajusté et de base ont augmenté de 49 millions \$ et de 0,04 \$, respectivement. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis », à la page 29, pour un rapprochement de ces mesures. Le graphique ci-après illustre la variation du bénéfice par action de base et ajusté.

## Inducteurs du bénéfice par action ajusté pour 2019



<sup>1)</sup> Comprend FortisBC Energy, FortisBC Electric et FortisAlberta. Principalement attribuable à la croissance de la base tarifaire et à la diminution des charges d'exploitation.

<sup>2)</sup> Attribuable à la croissance de la base tarifaire, contrebalancée en partie par la diminution du RCP de 2019 en raison de l'ordonnance de novembre 2019 de la FERC.

<sup>3)</sup> Attribuable à la croissance de la base tarifaire.

<sup>4)</sup> Taux de change moyen de 1,33 \$ pour 2019, comparativement à 1,30 \$ pour 2018.

<sup>5)</sup> Principalement attribuable à la diminution de la production d'hydroélectricité au Belize en raison des précipitations moins abondantes.

<sup>6)</sup> Principalement attribuable à l'augmentation des coûts liés à la croissance de la base tarifaire qui n'est pas encore reflétée dans les tarifs facturés aux clients et à la baisse des ventes au détail, laquelle tient essentiellement aux conditions météorologiques défavorables.

<sup>7)</sup> Nombre moyen pondéré d'actions de 436,8 millions en 2019, comparativement à 424,7 millions en 2018, contrebalancé en partie par les contrats de change avantageux et l'augmentation des économies d'impôt.

## Dividendes et rendement total pour l'actionnaire

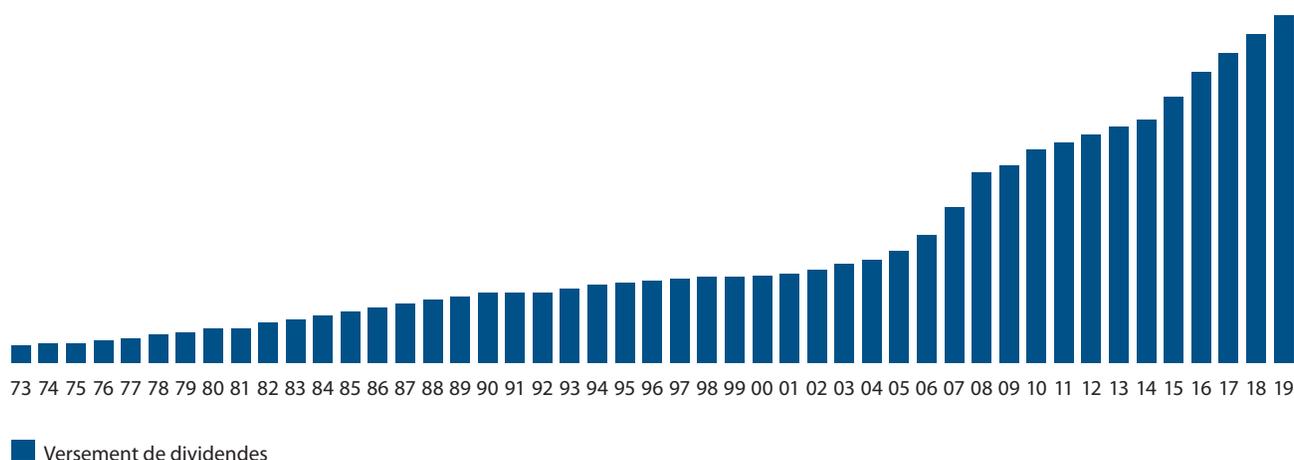
Fortis a payé un dividende de 0,4775 \$ l'action ordinaire au quatrième trimestre de 2019, en hausse par rapport à 0,45 \$ pour chacun des quatre trimestres précédents.

En 2019, le dividende versé par action ordinaire a totalisé 1,8275 \$, en hausse de 0,1025 \$, ou près de 6,0 %, par rapport à 2018, conformément aux prévisions de la Société en ce qui a trait aux dividendes. Le ratio de distribution réel s'est établi à 48,2 % pour 2019, comparativement à 66,6 % pour 2018, et à un taux annuel moyen de 61,4 % pour la période de cinq ans allant de 2015 à 2019. La diminution du ratio de distribution réel pour 2019 est attribuable au profit à la cession de l'Expansion de Waneta (se reporter à la rubrique « Éléments importants » à la page 20).

Fortis a augmenté son dividende versé sur les actions ordinaires pendant 46 années consécutives. La croissance des dividendes combinée au cours du marché des actions ordinaires de la Société ont généré un rendement total pour l'actionnaire de 22,7 %, de 10,8 %, de 10,6 % et de 14,3 % sur un an, cinq ans, dix ans et 20 ans, respectivement.

En septembre 2019, Fortis a prolongé sa prévision pour le dividende, visant jusqu'en 2024 une croissance annuelle moyenne du dividende par action ordinaire d'environ 6 %.

### 46 années d'augmentation du dividende par action ordinaire



## Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

L'augmentation de 59 millions \$ est attribuable à une augmentation du bénéfice en trésorerie découlant de la croissance de la base tarifaire au sein des entreprises de services publics réglementés, en particulier ITC. L'augmentation a été contrebalancée en partie par : i) des variations défavorables découlant de l'utilisation normale des comptes de report réglementaires à long terme d'ITC; ii) des variations défavorables du fonds de roulement découlant surtout des différences temporaires, contrebalancées en partie par des remboursements d'impôt reçus en 2019; et iii) une diminution du bénéfice en trésorerie du secteur Infrastructures énergétiques (se reporter à la rubrique « Rendement des unités d'exploitation – Infrastructures énergétiques » à la page 28).

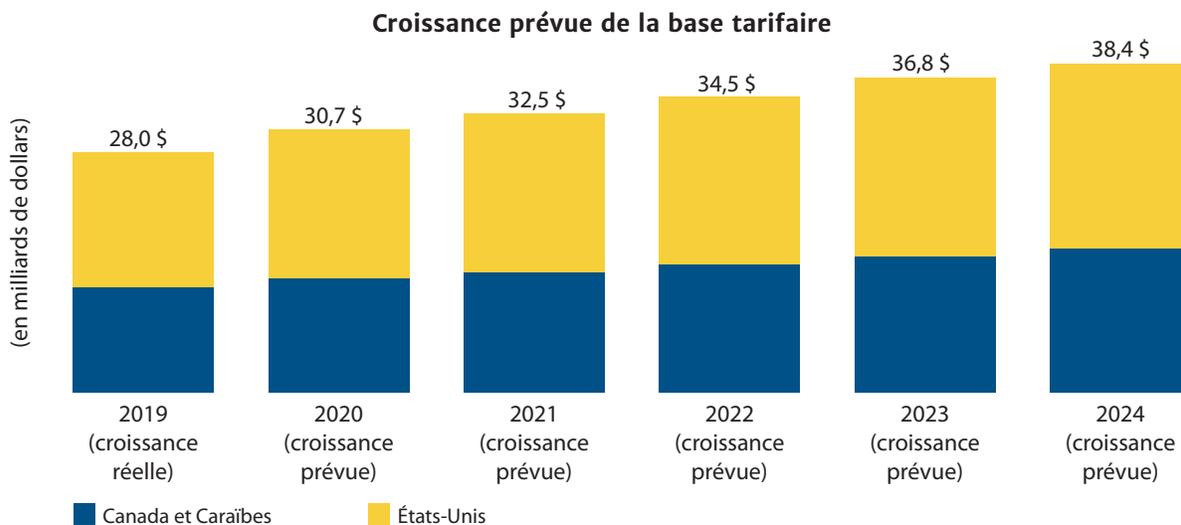
## Dépenses d'investissement

En 2019, les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 3,8 milliards \$, en hausse de 0,6 milliard \$ par rapport à 2018, et en baisse de 0,5 milliard \$ par rapport aux prévisions présentées dans le rapport de gestion du troisième trimestre de 2019. L'augmentation de 0,6 milliard \$ par rapport à la période précédente est attribuable à la hausse des dépenses des entreprises de services publics réglementés américaines. La diminution de 0,5 milliard \$ par rapport aux prévisions est attribuable : i) à un paiement de 0,3 milliard \$ lié à la construction du projet éolien Oso Grande qui a été reporté car les obligations de prestation n'ont pas été remplies avant janvier 2020; ii) à la révision des prévisions et de l'échéancier en ce qui a trait au projet de ligne de transport méridionale, ce qui a donné lieu au report d'un paiement de 0,1 milliard \$ à 2021; et iii) à la révision de divers projets de moindre envergure, ce qui a donné lieu au report d'un paiement de 0,1 milliard \$ à 2021. Se reporter à la rubrique « Programme d'investissement » à la page 37 pour obtenir de plus amples renseignements.

Le programme d'investissement sur cinq ans de la Société allant de 2020 à 2024 se chiffre à 18,8 milliards \$, soit environ 0,5 milliard \$ de plus que le programme d'investissement de 18,3 milliards \$ présenté dans le rapport de gestion du troisième trimestre de 2019. L'augmentation reflète un report de dépenses qui étaient initialement prévues pour décembre 2019, mais qui ont été effectuées en janvier 2020, relativement au projet éolien Oso Grande d'UNS Energy, ainsi que le report d'autres dépenses en 2021.

Le programme d'investissement devrait être financé principalement au moyen des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de la dette des entreprises de services publics et des capitaux propres ordinaires provenant du régime de réinvestissement des dividendes de la Société.

Le programme d'investissement sur cinq ans devrait donner lieu à un accroissement de la base tarifaire de mi-exercice, qui passera de 28,0 milliards \$ en 2019 à 34,5 milliards \$ d'ici 2022 et à 38,4 milliards \$ d'ici 2024, ce qui se traduit par un taux de croissance moyen composé sur trois ans et cinq ans de 7,2 % et de 6,5 %, respectivement. Ces taux de croissance moyens composés se traduiront par une croissance durable du bénéfice et du dividende.



Outre le programme d'investissement de base, Fortis continue d'explorer d'autres occasions d'investissement dans les infrastructures énergétiques. Parmi les principales occasions qui ne sont pas encore comprises dans le programme d'investissement sur cinq ans figurent une nouvelle expansion des infrastructures de gaz naturel liquéfié en Colombie-Britannique, le projet transfrontalier entièrement autorisé de raccordement électrique sous le lac Érié en Ontario et la réalisation accélérée des objectifs en matière de distribution d'énergie plus propre en Arizona.

## LE SECTEUR

Les changements se poursuivent dans le secteur de l'énergie en Amérique du Nord. On met davantage l'accent sur l'incidence des changements climatiques et la nécessité de mettre en œuvre des initiatives de production d'énergie plus propre et de conservation de l'énergie afin de préserver l'environnement pour les générations futures. En raison de l'incidence des changements climatiques et des avancées technologiques, les clients ont modifié leurs attentes pour se tourner rapidement vers l'énergie propre. Cette tendance à adopter l'énergie renouvelable et le gaz naturel comme éléments clés du bouquet énergétique ainsi que l'accessibilité accrue de l'énergie plus propre créent des occasions dans le secteur des services publics.

Les changements apportés aux politiques énergétiques aux échelons fédéral, étatique et provincial entraînent une certaine volatilité dans les territoires concernés, car ils créent de l'incertitude par rapport à la réglementation environnementale, fiscale et commerciale. Le milieu opérationnel évolue aussi et se complexifie sur le plan de la réglementation et de la conformité. Ces changements créent de nouvelles occasions d'investissement dans de nouvelles sources de production, y compris à partir du gaz naturel, de l'énergie solaire et de l'énergie éolienne, ainsi que dans les infrastructures afin de connecter les sources d'énergies renouvelables au réseau. Les occasions d'investissement dans le stockage s'accroissent également en raison de la multiplication des sources de production d'énergie renouvelable et de la diminution des coûts liés à la technologie de stockage. Les entreprises de services publics de la Société sont bien positionnées et participent activement à saisir les occasions qui se présentent.

Les nouvelles technologies sont le moteur du changement dans tous les territoires de service. Les réseaux de distribution d'énergie sont en cours de modernisation grâce à la mise en place de compteurs avancés, de contrôles améliorés et de technologies opérationnelles plus performantes; les entreprises de services publics peuvent ainsi obtenir des données détaillées sur la consommation d'énergie. Les capacités de gestion se développent à l'aide de nouveaux systèmes permettant de stocker l'énergie et de répondre à la demande, et les clients ont désormais les moyens de gérer et de réduire leur consommation d'énergie, tout en ayant accès à des technologies de production décentralisée plus abordables.

Bien que certaines de ces nouvelles technologies annoncent la fin d'une prestation de services publics à sens unique, elles offrent néanmoins aux entreprises des occasions d'investissement stratégiques afin d'améliorer et d'étendre leurs services. Le foisonnement des technologies opérationnelles et de l'information ainsi que la croissance exponentielle des données et de l'interconnexion aux réseaux sont des facteurs qui incitent à améliorer les systèmes de sécurité physique et de cybersécurité.

Par ailleurs, l'engagement envers la clientèle revêt de plus en plus d'importance pour les entreprises de services publics à mesure que les attentes des clients évoluent et que la concurrence en matière de service à la clientèle s'intensifie. En effet, les clients veulent prendre des décisions éclairées en matière d'énergie et jouer un rôle actif dans la prestation de leurs services énergétiques. Ces derniers exigent également un service personnalisé, une offre adaptée et des communications numériques en temps réel.

Fortis est en bonne position pour profiter des occasions sectorielles en évolution. Sa structure décentralisée et sa culture axée sur la clientèle appuient les efforts requis pour suivre les attentes changeantes des clients et l'aideront à collaborer avec les décideurs et les organismes de réglementation pour proposer des solutions énergétiques et en matière de services qui sont abordables. Fortis est également un partenaire stratégique de la coalition d'entreprises de services publics Energy Impact Partners, une entité fermée stratégique qui investit dans des technologies, des produits, des services et des modèles économiques inédits sur toute la chaîne d'approvisionnement de l'électricité.

En mettant à contribution ces forces et ces partenariats, Fortis prévoit demeurer un chef de file de ce secteur en constante évolution.

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(en millions \$)	2019	2018	Écart	
			Change	Autres
Produits	<b>8 783</b>	8 390	113	280
Coûts de l'approvisionnement énergétique	<b>2 520</b>	2 495	30	(5)
Charges d'exploitation	<b>2 452</b>	2 287	34	131
Amortissements	<b>1 350</b>	1 243	14	93
Profit sur cession	<b>577</b>	–	–	577
Autres produits, montant net	<b>138</b>	60	1	77
Charges financières	<b>1 035</b>	974	10	51
Charge d'impôt sur le résultat	<b>289</b>	165	4	120
Bénéfice net	<b>1 852</b>	1 286	22	544
Bénéfice net attribuable aux :				
Participations ne donnant pas le contrôle	<b>130</b>	120	2	8
Actionnaires privilégiés	<b>67</b>	66	–	1
Actionnaires ordinaires	<b>1 655</b>	1 100	20	535
Bénéfice net	<b>1 852</b>	1 286	22	544

### Produits

L'augmentation est principalement attribuable aux facteurs suivants : i) la croissance de la base tarifaire au sein des entreprises de services publics réglementés, particulièrement pour ITC, ii) l'augmentation globale des coûts transférés dans les tarifs facturés aux clients, iii) un taux de change favorable de 113 millions \$, et iv) un ajustement favorable de 91 millions \$ lié à l'ordonnance de novembre 2019 de la FERC (se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » à la page 30). L'augmentation a été contrebalancée en partie par les facteurs suivants : i) la baisse de l'apport aux produits du secteur Infrastructures énergétiques en raison principalement de la cession de l'Expansion de Waneta et la diminution de la production d'hydroélectricité au Belize en raison de la baisse des niveaux de précipitations, et ii) la baisse des ventes au détail au sein d'UNS Energy en raison des conditions météorologiques.

### Coûts de l'approvisionnement énergétique

Les coûts de l'approvisionnement énergétique sont demeurés inchangés par rapport à 2018. Un reclassement de coûts liés aux contrats de location-financement de 29 millions \$ des coûts de l'approvisionnement énergétique aux charges financières en raison de l'adoption d'une nouvelle norme liée aux contrats de location (se reporter à la rubrique « Questions comptables – Nouvelles méthodes comptables » à la page 48) a été contrebalancé par l'augmentation globale du coût des produits de base.

### Charges d'exploitation

L'augmentation est principalement attribuable aux hausses générales de l'inflation et des dépenses liées au personnel, y compris une hausse de la rémunération fondée sur des actions découlant d'une augmentation du cours de l'action et de la performance globale de la Société.

### Amortissements

L'augmentation s'explique surtout par les investissements réguliers dans les infrastructures énergétiques des entreprises de services publics réglementés de la Société.

### Profit sur cession

Se reporter à la rubrique « Éléments importants » à la page 20.

### Autres produits, montant net

L'augmentation est principalement attribuable aux facteurs suivants : i) les contrats de change avantageux; ii) la hausse du bénéfice attribuable à la composante capitaux propres de la PFUPC d'UNS Energy, et iii) un profit de 11 millions \$ lié au remboursement de titres d'emprunt d'un montant de 400 millions \$ US au moyen d'une offre publique de rachat (se reporter à la rubrique « Éléments importants » à la page 20).

### Charges financières

L'augmentation est principalement attribuable aux facteurs suivants : i) l'augmentation globale des dettes d'exploitation au niveau de ses entreprises de services publics visant à soutenir le programme d'investissement, et ii) le reclassement des intérêts liés aux contrats de location-financement de 29 millions \$ des coûts de l'approvisionnement énergétique aux charges financières. L'augmentation a été contrebalancée en partie par : i) la baisse des charges financières découlant du remboursement de titres d'emprunt (se reporter à la rubrique « Éléments importants » à la page 20), et ii) la reprise des intérêts de 16 millions \$ découlant de l'ordonnance de novembre 2019 de la FERC (se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » à la page 30).

## Charge d'impôt sur le résultat

L'augmentation est attribuable : i) à l'impôt lié à la cession de l'Expansion de Waneta (se reporter à la rubrique « Éléments importants » à la page 20), ii) à un montant de 44 millions \$ lié à la réévaluation favorable des passifs d'impôt différé comptabilisé en 2018 par suite de la décision de présenter une déclaration de revenus d'État consolidée et de la désignation des actifs nets liés à l'Expansion de Waneta comme détenus en vue de la vente, et iii) à la comptabilisation d'une charge d'impôt de 12 millions \$, en 2019, relativement à la finalisation des règlements à l'égard de l'impôt anti-abus contre l'érosion de la base d'imposition dans le cadre de la réforme fiscale américaine, facteurs contrebalancés en partie par la hausse des provisions pour moins-value reprises en 2019 par rapport à 2018.

## Bénéfice net

Se reporter à la rubrique « Aperçu du rendement – Bénéfice et bénéfice par action » à la page 20.

## RENDEMENT DES UNITÉS D'EXPLOITATION

### Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires

Exercices clos les 31 décembre		Écart		
(en millions \$)	2019	2018	Change <sup>1</sup>	Autres
<b>Entreprises de services publics réglementés</b>				
ITC	471	361	9	101
UNS Energy	292	293	6	(7)
Central Hudson	85	74	2	9
FortisBC Energy	165	155	–	10
FortisAlberta	131	120	–	11
FortisBC Electric	54	56	–	(2)
Autres entreprises d'électricité <sup>2</sup>	106	105	1	–
	<b>1 304</b>	1 164	18	122
<b>Activités non réglementées</b>				
Infrastructures énergétiques	18	72	1	(55)
Siège social et autres	333	(136)	1	468
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>1 655</b>	1 100	20	535

<sup>1</sup> La monnaie de présentation d'ITC, d'UNS Energy, de Central Hudson, de Caribbean Utilities, de FortisTCl et de BECOL est le dollar américain. La monnaie de présentation de Belize Electricity est le dollar bélizien, dont la valeur est fondée sur celle du dollar américain selon le rapport 2,00 \$ BZ pour 1,00 \$ US. Le poste Siège social et autres comprend certaines opérations libellées en dollars américains.

<sup>2</sup> Comprennent les activités des entreprises de services publics de l'est du Canada et des Caraïbes suivantes : Newfoundland Power Inc.; Maritime Electric; FortisOntario; Caribbean Utilities; FortisTCl; et Belize Electricity.

## ITC

		Écart		
(en millions \$)	2019	2018	Change	Autres
Produits <sup>1</sup>	1 761	1 504	35	222
Bénéfice <sup>1</sup>	471	361	9	101

<sup>1</sup> Les produits représentent la totalité d'ITC, alors que le bénéfice représente la participation donnant le contrôle de 80,1 % de la Société dans ITC et reflète les ajustements de consolidation à la comptabilisation du prix d'achat.

## Produits

L'augmentation, déduction faite du change, est principalement attribuable à un ajustement favorable des produits de 91 millions \$ lié à l'ordonnance de novembre 2019 de la FERC (se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » à la page 30). L'augmentation des produits tient également aux coûts transférés dans les tarifs facturés aux clients et à la croissance de la base tarifaire, facteurs contrebalancés en partie par les suppléments incitatifs liés au RCP.

## Bénéfice

L'augmentation, déduction faite du change, est principalement attribuable à l'ordonnance de novembre 2019 de la FERC, laquelle a donné lieu à une augmentation des bénéfices de 63 millions \$, laquelle est composée d'une reprise nette de passifs constitués au cours des périodes précédentes de 83 millions \$, contrebalancée en partie par l'incidence de la réduction du RCP en 2019, laquelle représente un montant de 20 millions \$. L'augmentation des bénéfices tient également à la croissance de la base tarifaire, à la diminution des frais de développement des affaires et à une baisse du taux d'imposition effectif, facteurs contrebalancés en partie par une réduction des suppléments incitatifs liés au RCP et par une hausse des charges non recouvrables.

# Rapport de gestion

## UNS Energy

	2019	2018	Écart	
			Change	Autres
Ventes au détail d'électricité (en GWh)	10 431	10 600	–	(169)
Ventes en gros d'électricité (en GWh) <sup>1</sup>	7 923	6 806	–	1 117
Ventes de gaz (en pj)	16	13	–	3
Produits (en millions \$)	2 212	2 202	46	(36)
Bénéfice (en millions \$)	292	293	6	(7)

<sup>1</sup> Se compose principalement de ventes en gros à court terme.

### Ventes

La diminution des ventes au détail d'électricité découle de la réduction des besoins en climatisation attribuable aux températures inférieures à la normale au printemps et à l'été, alors qu'elles étaient supérieures à la normale pour les périodes correspondantes de 2018.

L'augmentation des ventes en gros d'électricité s'explique principalement par la hausse des ventes en gros à court terme reflétant l'augmentation de la capacité du réseau à l'unité 2 de Gila River. Les produits tirés des ventes en gros à court terme sont principalement transférés aux clients par l'entremise des mécanismes de report réglementaires, de sorte qu'ils n'ont pas une incidence significative sur le bénéfice.

L'augmentation des volumes de gaz tient principalement aux besoins en chauffage attribuables à la baisse des températures durant la période hivernale.

### Produits

La diminution, déduction faite du change, est principalement attribuable au transfert de coûts d'approvisionnement énergétique moins élevés et à la baisse des ventes au détail. La diminution des produits a été partiellement contrebalancée par l'augmentation des coûts transférés dans les tarifs facturés aux clients relativement aux unités 3 et 4 de Springerville et des ventes en gros à court terme.

### Bénéfice

La diminution, déduction faite du change, tient principalement à l'augmentation de la dotation à l'amortissement et des charges d'intérêts combinée à la croissance de la base tarifaire qui n'est pas encore reflétée dans les tarifs facturés aux clients et à la baisse des ventes au détail. La diminution a été contrebalancée en partie par la hausse du bénéfice lié à la PFUPC, par la baisse des charges d'exploitation liées aux interruptions et aux entretiens planifiés et par la baisse du taux d'imposition effectif.

## Central Hudson

	2019	2018	Écart	
			Change	Autres
Ventes d'électricité (en GWh)	4 963	5 118	–	(155)
Ventes de gaz (en pj)	22	24	–	(2)
Produits (en millions \$)	917	924	24	(31)
Bénéfice (en millions \$)	85	74	2	9

### Ventes

La diminution des ventes d'électricité s'explique surtout par une baisse de la consommation moyenne en raison de températures plus élevées au cours de l'hiver ayant entraîné une diminution des besoins en chauffage et de températures plus basses au cours de l'été ayant entraîné une diminution des besoins en climatisation. Les volumes de gaz ont été comparables à ceux de 2018.

Les variations des ventes d'électricité et des volumes de gaz pour Central Hudson sont assujetties aux mécanismes de dissociation des revenus réglementaires et n'ont donc pas une incidence significative sur le bénéfice.

### Produits

La diminution, déduction faite du change, est principalement attribuable au transfert de coûts d'approvisionnement énergétique moins élevés et à la baisse des ventes d'électricité, facteurs contrebalancés en partie par la croissance de la base tarifaire.

### Bénéfice

L'augmentation, déduction faite du change, est essentiellement attribuable à la croissance de la base tarifaire et à la hausse des coûts de remise en état liés aux tempêtes en 2018.

## FortisBC Energy

	2019	2018	Écart
Ventes de gaz (en pJ)	227	212	15
Produits (en millions \$)	1 331	1 187	144
Bénéfice (en millions \$)	165	155	10

### Ventes

L'augmentation a pour cause principale la hausse de la consommation commerciale et résidentielle moyenne en raison des températures plus basses en 2019, laquelle a accru les besoins en chauffage, et la hausse de la consommation des clients du secteur des transports.

### Produits

L'augmentation s'explique surtout par la hausse du coût du gaz naturel et des autres coûts transférés recouverts auprès des clients, le recouvrement des coûts de stockage et de transport du gaz liés à un incident ayant touché le pipeline d'un tiers au quatrième trimestre de 2018 et la croissance de la base tarifaire.

### Bénéfice

L'augmentation est principalement attribuable à la croissance de la base tarifaire.

FortisBC Energy réalise environ la même marge, que les contrats clients visent l'achat et la livraison de gaz naturel ou qu'ils ne visent que la livraison. Du fait des mécanismes de report réglementaires, les variations des niveaux de consommation et du coût des produits de base n'ont pas une incidence significative sur le bénéfice.

## FortisAlberta

	2019	2018	Écart
Livraisons d'énergie (en GWh)	16 887	17 154	(267)
Produits (en millions \$)	598	579	19
Bénéfice (en millions \$)	131	120	11

### Livraisons

La diminution tient principalement à la baisse de la consommation moyenne par les clients du secteur du pétrole et du gaz ainsi qu'à la baisse de la consommation moyenne des clients du secteur résidentiel en raison des températures plus basses en 2019, laquelle a donné lieu à une baisse des besoins en climatisation au cours de l'été. La diminution des livraisons d'énergie a été partiellement contrebalancée par la hausse de la consommation commerciale par suite de l'augmentation du nombre de clients.

Puisque plus de 80 % des produits de FortisAlberta sont liés à des paramètres de facturation fixes ou principalement fixes, les variations des quantités d'énergie livrée ne sont pas entièrement liées aux variations des produits. Les produits sont tributaires de nombreuses variables, dont plusieurs sont indépendantes des livraisons d'énergie réelles.

### Produits

L'augmentation tient principalement à la croissance de la base tarifaire et aux nouveaux clients, facteurs contrebalancés en partie par les produits de suivi du capital de 2018 relativement aux dépenses d'investissement de 2016 et de 2017.

### Bénéfice

L'augmentation est essentiellement attribuable à la diminution des charges d'exploitation découlant de la baisse des coûts de la main-d'œuvre et à la croissance de la base tarifaire. L'augmentation a été contrebalancée en partie par les produits de suivi du capital de 2018 et la hausse du taux d'imposition effectif.

## FortisBC Electric

	2019	2018	Écart
Ventes d'électricité (en GWh)	3 326	3 250	76
Produits (en millions \$)	418	408	10
Bénéfice (en millions \$)	54	56	(2)

### Ventes

L'augmentation s'explique surtout par une hausse de la consommation des clients industriels.

### Produits

L'augmentation tient principalement à la hausse des ventes d'électricité, à l'augmentation des produits découlant d'un mécanisme réglementaire lié à la croissance du nombre de clients et à l'augmentation globale des coûts transférés. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la diminution des ventes de l'excédent de capacité et par la perte des produits découlant de la prestation de services d'exploitation, de maintenance et de gestion relativement à l'Expansion de Waneta (se reporter à la rubrique « Éléments importants » à la page 20).

### Bénéfice

La diminution tient principalement à la perte de produits découlant de l'Expansion de Waneta, facteur contrebalancé en partie par la croissance de la base tarifaire.

## Autres entreprises d'électricité

	2019	2018	Écart	
			Change	Autres
Ventes d'électricité (en GWh)	9 366	9 314	–	52
Produits (en millions \$)	1 467	1 412	7	48
Bénéfice (en millions \$)	106	105	1	–

### Ventes

L'augmentation s'explique surtout par une hausse globale de la consommation moyenne dans les Caraïbes et par l'augmentation du nombre de clients.

### Produits

L'augmentation, déduction faite du change, tient principalement à la hausse des coûts de l'approvisionnement énergétique transférés aux clients et à la hausse des ventes d'électricité, facteurs contrebalancés en partie par le produit de l'assurance contre les pertes d'exploitation comptabilisé en 2018 par FortisTCl relativement à l'ouragan Irma.

### Bénéfice

Le bénéfice, déduction faite du change, est demeuré comparable à celui enregistré en 2018. La hausse des ventes d'électricité et la croissance de la base tarifaire ont été contrebalancées par le produit de l'assurance de FortisTCl comptabilisé en 2018.

## Infrastructures énergétiques

	2019	2018	Écart	
			Change	Autres
Ventes d'électricité (en GWh)	144	853	–	(709)
Produits (en millions \$)	82	184	1	(103)
Bénéfice (en millions \$)	18	72	1	(55)

### Ventes

Les ventes d'énergie ont diminué de 541 GWh en raison de la cession de l'Expansion de Waneta (se reporter à la rubrique « Éléments importants » à la page 20), et le reste de la diminution tient à la baisse de la production d'hydroélectricité au Belize en raison des précipitations moins abondantes.

### Produits et bénéfice

La diminution des produits et des bénéfices reflète : i) la baisse de la production hydroélectrique au Belize, ii) la cession de l'Expansion de Waneta, iii) la diminution des marges réalisées d'Aitken Creek, et iv) l'incidence défavorable de la comptabilisation à la valeur de marché des dérivés sur gaz naturel d'Aitken Creek, laquelle a entraîné des pertes latentes de 15 millions \$ en 2019, comparativement à 10 millions \$ en 2018.

Aitken Creek est exposée au risque marchandises, car elle achète du gaz naturel qu'elle conserve en stock afin d'obtenir une marge au moment de la vente finale. Elle atténue ce risque au moyen de dérivés afin de fixer de manière significative la marge qui sera réalisée à la vente du gaz naturel. La comptabilisation de la juste valeur de ces dérivés donne lieu à des différences temporaires et peut engendrer une volatilité considérable du bénéfice.

# Rapport de gestion

## Siège social et autres

(en millions \$)	2019	2018	Écart	
			Change	Autres
Produits (charges), montant net	<b>333</b>	(136)	1	468

L'augmentation du bénéfice net est attribuable aux facteurs suivants : i) un profit net après impôt de 484 millions \$ à la cession de l'Expansion de Waneta (se reporter à la rubrique « Éléments importants » à la page 20), ii) une diminution des charges financières liées à la cession ainsi qu'un profit lié au remboursement de la dette, iii) des modifications favorables liées aux contrats de change en 2019 par rapport à 2018, et iv) la diminution de la charge d'impôt découlant de la hausse de la provision pour moins-value reprise en 2019 par rapport à 2018, facteurs contrebalancés en partie par la comptabilisation d'un impôt anti-abus contre l'érosion de la base d'imposition, en 2019, par suite de la finalisation des règlements liés à la réforme fiscale américaine connexes. En outre, l'augmentation a été contrebalancée en partie par la baisse de l'économie d'impôt sur le résultat attribuable à la réévaluation des passifs d'impôt différé comptabilisés en 2018, soit i) un montant de 30 millions \$ découlant de la décision de présenter une déclaration de revenus d'État consolidée, et ii) un montant de 14 millions \$ lié à la désignation des actifs nets de l'Expansion de Waneta comme détenus en vue de la vente.

## MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR DES ÉTATS-UNIS

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté, le bénéfice par action de base ajusté et le ratio de distribution ajusté sont des mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis et pourraient ne pas être comparables aux mesures analogues présentées par d'autres entités. Elles sont présentées parce que la direction et les parties prenantes externes les utilisent pour évaluer la performance financière et les perspectives de la Société.

Les mesures des PCGR des États-Unis les plus directement comparables au bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté et au bénéfice par action de base ajusté sont le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et le bénéfice par action de base, respectivement. Le ratio de distribution réel calculé au moyen du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires est la mesure conforme aux PCGR des États-Unis la plus comparable au ratio de distribution ajusté.

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté et le bénéfice par action de base ajusté, dont le rapprochement est présenté ci-après, reflètent des éléments que la direction exclut de son processus de prise de décisions et de son évaluation des résultats d'exploitation.

### Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR des États-Unis

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$, sauf indication contraire)

	2019	2018	Écart
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	<b>1 655</b>	1 100	555
Éléments d'ajustement :			
Profit sur cession <sup>1</sup>	<b>(484)</b>	–	(484)
Ordonnance de novembre 2019 de la FERC <sup>2</sup>	<b>(83)</b>	–	(83)
Réforme fiscale américaine <sup>3</sup>	<b>12</b>	–	12
Perte latente résultant de l'évaluation à la valeur de marché des dérivés <sup>4</sup>	<b>15</b>	10	5
Décision de présenter une déclaration de revenus d'État consolidée <sup>5</sup>	–	(30)	30
Actifs détenus en vue de la vente <sup>5</sup>	–	(14)	14
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté	<b>1 115</b>	1 066	49
BPA de base ajusté (en \$)	<b>2,55</b>	2,51	0,04

<sup>1</sup> Se reporter à la rubrique « Éléments importants » incluse dans le secteur Siège social et autres, à la page 20.

<sup>2</sup> Se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » incluse au secteur ITC ci-après.

<sup>3</sup> Représente la finalisation des règlements de la réforme fiscale à l'égard de l'impôt anti-abus contre l'érosion de la base d'imposition, dont une explication est incluse au secteur Siège social et autres.

<sup>4</sup> Représente les différences temporaires relatives à la comptabilisation des dérivés sur gaz naturel d'Aitken Creek, inclus dans le secteur Infrastructures énergétiques.

<sup>5</sup> Réévaluation des passifs d'impôt différé, inclus dans le secteur Siège social et autres.

## FAITS SAILLANTS EN MATIÈRE DE RÉGLEMENTATION

### Réglementation

Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés de la Société est calculé d'après la réglementation fondée sur le coût du service, parfois au moyen de mécanismes de tarification axée sur le rendement (« TAR »).

En vertu de la réglementation fondée sur le coût du service, les organismes de réglementation établissent les tarifs facturés aux clients de façon à permettre un recouvrement raisonnable, en temps opportun, des coûts de prestation estimatifs du service, y compris un taux de rendement juste selon une structure du capital réglementaire réputée ou ciblée appliquée à la base tarifaire. Aux termes des mécanismes de TAR, des formules sont habituellement appliquées pour tenir compte de l'inflation et des améliorations présumées de la productivité pour une durée déterminée.

La capacité de recouvrer de manière prudente les coûts engagés dans la prestation des services et de réaliser le taux de rendement des capitaux propres ordinaires (« RCP ») ou le RAB, approuvés par les organismes de réglementation, dépend habituellement de la réalisation des prévisions établies dans les processus d'établissement des tarifs. Il peut y avoir divers degrés de décalage attribuable à la réglementation entre le moment où les coûts sont engagés et celui où ils sont reflétés dans les tarifs facturés aux clients.

Les activités de transport aux États-Unis sont réglementées au niveau fédéral par la FERC. Les autres entreprises de services publics aux États-Unis et au Canada sont réglementées par des autorités étatiques ou provinciales. Les entreprises de services publics aux Caraïbes sont réglementées par les autorités gouvernementales.

Des renseignements additionnels sur la réglementation et les questions de réglementation analysées ci-après sont fournis à la note 2 des états financiers annuels de 2019. Se reporter également à la rubrique « Risques d'affaires – Réglementation » à la page 40.

### ITC

#### *Plainte relative aux suppléments incitatifs*

En avril 2018, une plainte a été déposée par un tiers auprès de la FERC, laquelle remettait en question les suppléments incitatifs au titre de l'indépendance inclus dans les tarifs de transport facturés par les filiales d'ITC membres de MISO. Le supplément permettait une majoration maximale de 0,50 % ou de 1,00 % du RCP autorisé, sous réserve de tout plafond au titre du rendement des capitaux propres fixé par la FERC. En octobre 2018, la FERC a rendu une ordonnance imposant la réduction des suppléments à 0,25 % à compter du 20 avril 2018. Cela a entraîné une réduction de 0,25 % du RCP par rapport à la majoration d'approximativement 0,50 % que ITC tirait des tarifs précédemment approuvés par la FERC. ITC a commencé à refléter le supplément de 0,25 % dans les tarifs de transport en novembre 2018. En 2018, les filiales d'ITC membres de MISO ont cherché à obtenir une nouvelle audience à l'égard de cette ordonnance, laquelle a été refusée par la FERC. En septembre 2019, les filiales d'ITC membres de MISO ont interjeté appel devant le tribunal d'appel américain. Le règlement final de cette question ne devrait pas avoir d'incidence importante sur le bénéfice ou les flux de trésorerie de la Société.

#### *Plaintes relatives au RCP*

Deux plaintes de propriétaires tiers ont demandé à ce que le RCP de base pour les propriétaires de lignes de transport membres de MISO, y compris les filiales d'ITC membres de MISO, ne soit plus considéré comme juste ou raisonnable. Les plaintes couvrent deux périodes consécutives de 15 mois allant de novembre 2013 à février 2015 (la « période initiale de remboursement » ou la « plainte initiale ») et de février 2015 à mai 2016 (la « deuxième période de remboursement » ou la « deuxième plainte »).

En juin 2016, le juge administratif en chef a rendu une première décision à l'égard de la deuxième plainte, laquelle recommandait un RCP de base de 9,70 % ainsi qu'un RCP maximal de 10,68 % compte tenu des suppléments incitatifs. En attendant une ordonnance de la FERC, un passif réglementaire estimé de 206 millions \$ (151 millions \$ US) a été comptabilisé au 31 décembre 2018, d'après la décision initiale du juge administratif en chef.

En septembre 2016, la FERC a émis une ordonnance portant sur l'établissement d'un RCP de base pour la période initiale de remboursement de 10,32 %, soit une baisse par rapport à 12,38 %, ainsi que d'un RCP maximal de 11,35 % compte tenu des suppléments incitatifs. Ces tarifs s'appliquaient prospectivement à compter de septembre 2016 jusqu'à ce qu'un RCP autorisé soit établi pour la deuxième période de remboursement. Le montant total du remboursement lié à la plainte initiale découlant de l'ordonnance de la FERC émise en septembre 2016 se chiffrait à 158 millions \$ (118 millions \$ US), y compris les intérêts, et a été payé en 2017.

Dans son ordonnance de novembre 2019, la FERC a fixé le RCP de base relativement à la plainte initiale et à la période commençant en septembre 2016 à 9,88 %, et à un taux maximal de 12,24 % compte tenu des suppléments incitatifs. En outre, la FERC a rejeté la deuxième plainte, ce qui a fixé le RCP à 12,38 % pour cette période, compte tenu des suppléments incitatifs, et aucun remboursement n'a été exigé. Comme une plainte relative au RCP n'a pas été déposée pour la période allant de mai 2016 à septembre 2016, le RCP pour cette période demeure 12,38 % majoré des suppléments incitatifs, et aucun remboursement n'est requis. Les entreprises de services publics réglementés de la zone couverte par MISO, y compris ITC, ont cherché à obtenir une nouvelle audience à l'égard de cette ordonnance en soulignant que ce RCP ne permettra pas aux entreprises de services publics de générer un taux de rendement raisonnable. En janvier 2020, la FERC a émis une ordonnance aux termes de laquelle la tenue d'une nouvelle audience a été acceptée à des fins d'examen supplémentaire, ce qui prolonge efficacement l'examen de la FERC.

Au 31 décembre 2019, un passif réglementaire de 91 millions \$ (70 millions \$ US) a été comptabilisé relativement à l'incidence de l'ordonnance de novembre 2019 de la FERC en ce qui a trait à la période initiale de remboursement et la période allant de septembre 2016 à décembre 2019. En outre, le passif réglementaire de 206 millions \$ (151 millions \$ US) comptabilisé au 31 décembre 2018 relativement à la deuxième plainte a été repris en 2019. L'incidence nette de l'ordonnance de novembre 2019 de la FERC s'est traduite par une augmentation des produits et une diminution de la charge d'intérêts, lesquelles ont donné lieu à une augmentation du bénéfice net de 79 millions \$, dont une tranche de 63 millions \$ revenant à Fortis. L'incidence favorable découle des facteurs suivants : i) un montant de 83 millions \$ lié à la reprise nette des passifs constitués au cours des périodes antérieures, contrebalancé en partie par ii) un montant de 20 millions \$ lié à l'incidence de la réduction du RCP en 2019.

Selon l'issue de l'audience, le RCP et les remboursements comptabilisés en 2019 pourraient être modifiés de façon importante.

## ***Avis visant à recueillir des commentaires***

En mars 2019, la FERC a émis un avis visant à recueillir des commentaires sur la nécessité d'améliorer la politique d'incitation liée au transport d'électricité et, le cas échéant, la façon de procéder. L'issue pourrait avoir une incidence sur les suppléments incitatifs existants inclus dans les tarifs de transport facturés par les propriétaires de lignes de transport, dont ITC. Également en mars 2019, la FERC a émis un deuxième avis visant à recueillir des commentaires sur la nécessité de modifier les récentes politiques relatives à la détermination du RCP de base pour les services publics d'électricité et, le cas échéant, la façon de procéder. La période de commentaires pour les deux avis est terminée. L'issue pourrait avoir une incidence sur le RCP futur et les suppléments incitatifs futurs d'ITC.

## **UNS Energy**

### ***Demande tarifaire générale***

En avril 2019, TEP a déposé une demande tarifaire générale auprès de l'Arizona Corporation Commission prévoyant une augmentation des produits non liés au combustible de 99 millions \$ US, qui entrerait en vigueur le 1<sup>er</sup> mai 2020 et proposerait des tarifs d'électricité établis sur la base de 2018, soit l'année témoin historique. Le témoignage des intervenants relativement à la demande de besoins en produits de TEP et de mécanisme de tarification a été déposé en octobre 2019. Ajustée pour tenir compte du témoignage contraire déposé par TEP en novembre 2019, la demande vise notamment à faire passer le RCP autorisé de TEP de 9,75 % à 10,00 % et à faire passer la composante capitaux propres de sa structure du capital de 50 % à 53 %, selon une base tarifaire de 2,7 milliards \$ US. L'audience devant le juge administratif en chef a commencé en janvier et une décision devrait être rendue au milieu de 2020.

## **FortisBC Energy et FortisBC Electric**

En mars 2019, FortisBC Energy et FortisBC Electric ont déposé des demandes auprès de la BCUC visant l'approbation d'un plan pluriannuel d'établissement des tarifs et d'une méthode de TAR entre 2020 et 2024. Une décision devrait être rendue au milieu de 2020.

## **FortisAlberta**

### ***Instance de fixation de la deuxième période d'application de la tarification axée sur le rendement***

L'AUC a des instances en cours afin d'examiner les demandes réglementaires de changement de l'année de base des données prise en compte dans les tarifs en vertu de la TAR pour la période allant de 2018 à 2022, y compris les ajustements pour anomalie et les changements approuvés aux paramètres d'amortissement.

En janvier 2020, l'AUC a rendu deux décisions : i) elle a confirmé que les changements apportés aux paramètres d'amortissement seront intégrés aux mécanismes de financement additionnels et ii) elle a établi de nouveaux critères en ce qui a trait aux ajustements pour anomalie. Les entreprises de services publics assujetties à la TAR en Alberta peuvent déposer des études sur les taux d'amortissement jusqu'en juillet 2020 et devaient indiquer leur intention de déposer une demande d'ajustement pour anomalie au plus tard le 7 février 2020. FortisAlberta n'a pas l'intention de déposer une étude sur les taux d'amortissement en 2020 et a avisé l'AUC qu'elle avait l'intention de déposer une demande d'ajustement pour anomalie.

### ***Instance liée au coût du capital générique***

En décembre 2018, l'AUC a amorcé une instance liée au coût du capital générique afin d'examiner la possibilité d'adopter une approche pour fixer le RCP autorisé qui soit fondée sur une formule, à compter de 2021, et de déterminer si des modifications de processus sont nécessaires pour établir la structure du capital pour les années durant lesquelles la formule du RCP sera en place. En avril 2019, l'AUC a déterminé qu'une approche traditionnelle, non fondée sur une formule, serait utilisée en 2021 pour l'évaluation du RCP et d'une structure du capital réputée, et que l'utilisation d'une approche fondée sur une formule serait envisagée pour la détermination du RCP autorisé pour 2022 et les exercices subséquents. Une preuve d'expert a été déposée en janvier 2020 et une audience est prévue en avril 2020. L'AUC devrait rendre une décision plus tard en 2020.

## Demande tarifaire de 2018 auprès du gestionnaire de réseau indépendant de l'Alberta

En septembre 2019, l'AUC a publié une décision portant notamment sur une proposition de modification de la façon dont la politique de l'AESO sur les apports des clients est appliquée aux propriétaires d'installations de distribution, comme FortisAlberta, et aux propriétaires de lignes de transport. La décision interdit à FortisAlberta de faire des investissements futurs aux termes de la politique et exige que les apports de clients non amortis d'environ 400 millions \$ au 31 décembre 2017, qui font partie de la base tarifaire de FortisAlberta, soient transférés au propriétaire de lignes de transport titulaire dans la zone de service de FortisAlberta.

En octobre 2019, FortisAlberta a déposé des preuves pour contester la décision rendue. L'application de l'ordonnance a été suspendue et la décision demeure à l'étude par l'AUC. La décision devrait demeurer à l'étude tout au long du premier trimestre de 2020. L'issue de ce processus ainsi que son éventuelle incidence ne peuvent être déterminées à l'heure actuelle.

## SITUATION FINANCIÈRE

### Principaux mouvements survenus entre le 31 décembre 2019 et 2018

Compte du bilan	Augmentation (diminution)		Explication
	Change (en millions \$)	Autres (en millions \$)	
Actifs détenus en vue de la vente	–	(766)	Découlent de la cession de l'Expansion de Waneta.
Actifs réglementaires – courants et à long terme	(55)	363	Découlent principalement de l'utilisation de comptes de stabilisation et du report normal de pertes sur dérivés, de coûts de gestion de l'énergie, de la charge d'impôt et des avantages du personnel futurs.
Immobilisations corporelles, montant net	(974)	2 205	Découlent principalement des dépenses d'investissement, en partie contrebalancées par l'amortissement.
Goodwill	(527)	1	L'augmentation tenant à des facteurs autres que le change n'était pas importante.
Emprunts à court terme	(2)	454	Découlent essentiellement de l'émission de papier commercial par ITC et des emprunts à court terme d'UNS Energy.
Autres passifs	(32)	340	Découlent principalement de la hausse des avantages du personnel futurs, particulièrement pour FortisBC Energy, du reclassement des contrats de location-financement et de la comptabilisation au bilan de contrats de location simple conformément à la nouvelle norme portant sur les contrats de location (se reporter à la rubrique « Nouvelles méthodes comptables » à la page 48). L'augmentation découle également de la hausse des soldes des dérivés et des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, particulièrement pour UNS Energy.
Passifs réglementaires – courants et à long terme	(130)	(138)	Découlent principalement du passif lié aux plaintes relatives au RCP d'ITC et de la baisse de l'impôt différé.
Passifs d'impôt différé	(70)	353	Découlent principalement des différences temporaires liées aux dépenses d'investissement.
Dette à long terme (y compris la tranche courante)	(791)	(1 103)	Découlent principalement du remboursement de la dette de la Société (se reporter à la rubrique « Éléments importants », à la page 20), facteur contrebalancé en partie par l'émission de titres d'emprunt des entreprises de services publics réglementés.
Contrats de location-financement (y compris la tranche courante)	(12)	(193)	Découlent principalement de l'achat de l'unité 2 de Gila River, contrebalancé en partie par la comptabilisation d'un contrat de location-financement lié aux installations communes de Springerville par TEP. La diminution est également attribuable au reclassement de montants aux autres passifs, tel qu'il est mentionné plus haut.
Capitaux propres	(585)	2 583	Découlent principalement : i) de l'émission d'actions ordinaires (se reporter à la rubrique « Éléments importants », à la page 20), et ii) du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour 2019, moins les dividendes déclarés sur actions ordinaires.
Participations ne donnant pas le contrôle	(75)	(266)	Découlent principalement de la cession de l'Expansion de Waneta.

## SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

### Besoins en flux de trésorerie

À l'échelle des filiales, il est prévu que les charges d'exploitation et les charges d'intérêts seront payées à même les flux de trésorerie d'exploitation, ainsi qu'à l'aide, selon divers ordres de grandeur, des flux de trésorerie résiduels disponibles pour les dépenses d'investissement ou pour les versements de dividendes à Fortis. Les dépenses d'investissement devraient être financées principalement au moyen d'emprunts sur les facilités de crédit, d'émissions de titres d'emprunt à long terme et d'injections de capitaux propres par Fortis. Des emprunts sur les facilités de crédit peuvent être nécessaires sur une base périodique pour répondre aux besoins saisonniers de fonds de roulement.

Les besoins en liquidités de Fortis pour soutenir les dépenses d'investissement des filiales devraient être pourvus grâce à des emprunts sur la facilité de crédit confirmée de la Société, du produit du régime de réinvestissement des dividendes et des émissions d'actions ordinaires, d'actions privilégiées et de titres d'emprunt à long terme. Selon le moment de la réception des dividendes des filiales, il peut arriver que la Société fasse des emprunts sur sa facilité de crédit afin de soutenir le service de la dette et le versement des dividendes.

Dans ce contexte, les filiales versent des dividendes à Fortis et reçoivent des injections de capitaux propres de Fortis au besoin. En outre, Fortis et ses filiales empruntent d'abord au moyen de leurs facilités de crédit confirmées et transforment ensuite ses emprunts, sur une base périodique, en dette à long terme. Les besoins en financement découlent également, sur une base périodique, des acquisitions.

Les facilités de crédit sont principalement conclues auprès de grandes banques canadiennes et américaines, aucune banque ne détenant plus de 20 % du total de ces facilités. Une tranche d'environ 5,1 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités confirmées qui viennent à échéance entre 2020 et 2024. Les facilités de crédit disponibles sont présentées dans le tableau ci-dessous.

### Facilités de crédit

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	Entreprises de services publics réglementés	Siège social et autres	2019	2018
Total des facilités de crédit <sup>1</sup>	4 209	1 381	<b>5 590</b>	5 165
Facilités de crédit utilisées :				
Emprunts à court terme	(512)	–	<b>(512)</b>	(60)
Dette à long terme (y compris la tranche courante)	(640)	–	<b>(640)</b>	(1 066)
Lettres de crédit en cours	(64)	(50)	<b>(114)</b>	(119)
Facilités de crédit inutilisées	2 993	1 331	<b>4 324</b>	3 920

<sup>1</sup> Des renseignements additionnels sur ces facilités de crédit sont présentés à la note 15 des états financiers annuels de 2019.

La capacité de la Société d'assurer le service de sa dette et de verser des dividendes dépend des résultats financiers et des paiements en trésorerie connexes provenant de ses filiales. Certaines filiales réglementées subissent des contraintes pouvant restreindre leur capacité de faire des distributions en trésorerie à Fortis, notamment les contraintes imposées par certains organismes de réglementation limitant le montant des dividendes annuels et les contraintes imposées par certains prêteurs limitant le ratio d'endettement. Il existe aussi des limitations pratiques quant à l'utilisation des actifs nets des filiales réglementées aux fins du versement des dividendes, s'il est de l'intention de la direction de maintenir la structure du capital approuvée par les organismes de réglementation pour les filiales. Fortis prévoit que le maintien de cette structure du capital n'aura pas d'incidence sur sa capacité de verser des dividendes dans un avenir prévisible.

En décembre 2018, Fortis a déposé un prospectus préalable de base simplifié, dont la période de validité est de 25 mois, aux termes duquel elle peut émettre des actions ordinaires ou privilégiées, des reçus de souscription ou des titres d'emprunt d'un montant en capital total d'au plus 2,5 milliards \$. En décembre 2018, Fortis a rétabli son programme d'actions ordinaires au cours du marché qui lui a permis d'émettre jusqu'à 500 millions \$ d'actions ordinaires propres dans le public à son gré, lequel demeurera en vigueur jusqu'en janvier 2021.

En 2019, la Société a émis approximativement 4,1 millions d'actions ordinaires en vertu de son programme d'actions ordinaires au cours du marché à un prix moyen de 52,16 \$ par action. Le produit brut de 212 millions \$ (209 millions \$, déduction faite des commissions) a principalement servi au financement des dépenses d'investissement. De plus, en 2019, la Société a émis approximativement 22,8 millions d'actions ordinaires en vertu d'un placement d'actions ordinaires à un prix de 52,15 \$ par action, pour un produit brut de 1 190 millions \$ (1 167 millions \$, déduction faite des commissions). Se reporter à la rubrique « Éléments importants », à la page 20. À la suite de cette émission, la Société a mis fin au programme d'actions ordinaires au cours du marché. Au 31 décembre 2019, un montant de 1 098 millions \$ demeurait disponible en vertu du prospectus préalable de base simplifié.

# Rapport de gestion

Au 31 décembre 2019, i) on s'attend à ce que les échéances et les remboursements de la dette à terme fixe consolidée se chiffrent à environ 945 millions \$ en moyenne par année au cours de chacun des cinq prochains exercices, ii) environ 80 % de la dette à long terme consolidée de la Société, excluant les emprunts effectués sur les facilités de crédit, avaient des échéances à plus de cinq ans, et iii) les facilités de crédit disponibles s'élevaient à 5,6 milliards \$, dont une tranche de 4,3 milliards \$ était inutilisée.

Les facilités de crédit disponibles et le volume annuel gérable des échéances et des remboursements sur la dette fournissent une flexibilité pour choisir le moment des appels aux marchés financiers. Étant donné leurs notations et leur structure du capital actuelles, la Société et ses filiales prévoient conserver un accès raisonnable à des capitaux à long terme en 2020.

Au 31 décembre 2019, Fortis et ses filiales respectaient les clauses restrictives de leur dette et devraient continuer de le faire en 2020.

## Sommaire des flux de trésorerie

### Sommaire des flux de trésorerie

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2019	2018	Écart
Trésorerie au début de l'exercice	332	327	5
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) :			
Activités d'exploitation	2 663	2 604	59
Activités d'investissement	(2 768)	(3 252)	484
Activités de financement	154	644	(490)
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(26)	24	(50)
Trésorerie et variation de la trésorerie associée aux actifs détenus en vue de la vente	15	(15)	30
<b>Trésorerie à la fin de l'exercice</b>	<b>370</b>	<b>332</b>	<b>38</b>

### Activités d'exploitation

Se reporter à la rubrique « Aperçu du rendement – Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation », à la page 22.

### Activités d'investissement

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement reflètent une hausse des dépenses d'investissement en 2019. Se reporter à la rubrique « Aperçu du rendement – Dépenses d'investissement », à la page 22, et à la rubrique « Programme d'investissement », à la page 37. Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont été partiellement contrebalancés par le produit de la cession de l'Expansion de Waneta.

### Activités de financement

Les flux de trésorerie liés aux activités de financement fluctuent d'un exercice à l'autre en raison des variations des dépenses d'investissement des filiales, du montant des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pouvant être affecté au financement de ces dépenses d'investissement, et du montant du financement devant être obtenu des émissions de titre d'emprunt et d'actions ordinaires.

Durant le quatrième trimestre de 2019, la Société a émis approximativement 22,8 millions d'actions ordinaires à un prix de 52,15 \$ par action, pour un produit brut de 1 190 millions \$ (1 167 millions \$, déduction faite des commissions). Le produit net a été utilisé pour racheter un montant de 500 millions \$ US de ses billets de premier rang non garantis à 2,10 % en circulation arrivant à échéance le 4 octobre 2021, pour rembourser les emprunts sur les facilités de crédit, ainsi que pour les fins générales de la Société.

Le produit net de la cession de l'Expansion de Waneta a été utilisé pour rembourser les emprunts sur les facilités de crédit et racheter, au moyen d'une offre publique de rachat, un montant de 400 millions \$ US de ses billets de premier rang non garantis à 3,055 % en circulation arrivant à échéance en 2026.

## Financement par emprunt

### Émissions de titres d'emprunt à long terme

Exercice clos le 31 décembre 2019

(en millions \$, sauf les %)

	Mois de l'émission	Taux d'intérêt (%)	Échéance	Montant	Affectation du produit
ITC					
Billets garantis	Janvier	4,55	2049	50 US	1,2,3
Convention d'emprunt à terme non garanti <sup>4</sup>	Juin	<sup>5</sup>	2021	200 US	<sup>6</sup>
Billets garantis	Juillet	4,65	2049	50 US	1,2,3
Obligations hypothécaires de premier rang	Août	3,30	2049	75 US	1,2,3
Central Hudson					
Billets non garantis	Octobre	3,89	2049	50 US	2,3,6
Billets non garantis	Octobre	3,99	2059	50 US	2,3,6
FortisBC Energy					
Débiteures non garanties	Août	2,82	2049	200	<sup>1</sup>
FortisTCI					
Emprunt à terme non renouvelable non garanti	Février	<sup>7</sup>	2025	5 US	2,3
Caribbean Utilities					
Billets non garantis	Mai	4,14	2049	40 US	1,3,6
Billets non garantis	Août	4,14	2049	20 US	2,3,6
Billets non garantis	Août	3,83	2039	20 US	2,3,6

<sup>1)</sup> Remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit.

<sup>2)</sup> Financement de dépenses d'investissement.

<sup>3)</sup> Fins générales de la Société.

<sup>4)</sup> Le montant maximal pouvant être emprunté en vertu de cette convention était de 400 millions \$ US. En janvier 2020, le solde de 200 millions \$ US a été prélevé pour rembourser l'encours du papier commercial.

<sup>5)</sup> Taux variable correspondant au LIBOR à un mois, majoré de 0,60 %.

<sup>6)</sup> Remboursement de la dette à long terme arrivant à échéance.

<sup>7)</sup> Taux variable correspondant au LIBOR à un mois majoré de 1,75 %.

En janvier 2020, ITC a conclu une convention d'emprunt à terme non garanti échéant en janvier 2021, aux termes de laquelle le montant maximal de 75 millions \$ US pouvant être emprunté a été prélevé. Le produit a servi au remboursement des emprunts sur les facilités de crédit.

## Financement par capitaux propres ordinaires

### Émission d'actions ordinaires et dividendes versés

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$, sauf indication contraire)

	2019	2018	Écart
Nombre d'actions ordinaires émises <sup>1</sup> (en millions)	34,8	7,4	27,4
Nombre d'actions ordinaires émises <sup>2</sup>	1 756	307	1 449
Émissions sans effet sur la trésorerie <sup>3</sup>	(314)	(273)	(41)
Produit en trésorerie des actions ordinaires émises	1 442	34	1 408
Dividendes versés par action ordinaire (en \$)	1,8275	1,7250	0,1025
Total des dividendes versés	793	731	62
Régime de réinvestissement des dividendes sans effet sur la trésorerie	(299)	(272)	(27)
Dividendes en trésorerie versés	494	459	35

<sup>1)</sup> Lié principalement à l'émission d'actions par la Société au quatrième trimestre de 2019, ainsi qu'au régime de réinvestissement des dividendes et au programme d'actions ordinaires au cours du marché.

<sup>2)</sup> Déduction faite des commissions de 26 millions \$ (2018 – néant).

<sup>3)</sup> Liées au régime de réinvestissement des dividendes et aux options sur actions.

Le 12 février 2020, Fortis a déclaré un dividende de 0,4775 \$ par action ordinaire, payable le 1<sup>er</sup> juin 2020. Le paiement de dividendes est à la discrétion du conseil d'administration et dépend de la situation financière de la Société et d'autres facteurs.

## Obligations contractuelles

### Obligations contractuelles

Au 31 décembre 2019

(en millions \$)	Total	Échéant					Par la suite
		1 <sup>ère</sup> année	2 <sup>e</sup> année	3 <sup>e</sup> année	4 <sup>e</sup> année	5 <sup>e</sup> année	
Dette à long terme :							
Capital <sup>1</sup>	<b>22 320</b>	690	872	1 146	1 553	1 106	16 953
Intérêts	<b>15 483</b>	929	910	879	846	786	11 133
Contrats de location-financement <sup>2</sup>	<b>1 359</b>	56	121	33	33	33	1 083
Autres obligations	<b>450</b>	134	120	94	20	19	63
<b>Autres engagements<sup>3</sup></b>							
Entente sur la capacité de l'Expansion Waneta	<b>2 628</b>	51	52	53	54	55	2 363
Obligations d'achat de gaz et de combustible	<b>2 398</b>	606	424	349	255	140	624
Obligations d'achat d'électricité	<b>1 743</b>	244	183	168	163	119	866
CAE renouvelables	<b>1 513</b>	104	104	104	103	103	995
Entente de construction et de transfert – Oso Grande	<b>438</b>	438	–	–	–	–	–
Convention de servitudes avec ITC	<b>401</b>	13	13	13	13	13	336
Contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable	<b>124</b>	26	18	17	10	10	43
Convention de recouvrement de créances	<b>116</b>	3	3	3	3	3	101
Autres	<b>299</b>	36	26	24	25	29	159
	<b>49 272</b>	3 330	2 846	2 883	3 078	2 416	34 719

<sup>1)</sup> Le total n'est pas réduit des frais de financement différés non amortis et des escomptes non amortis de 129 millions \$.

<sup>2)</sup> Des renseignements additionnels sont fournis à la note 16 des états financiers annuels de 2019.

<sup>3)</sup> Des renseignements additionnels sont fournis à la note 29 des états financiers annuels de 2019.

### Autres obligations contractuelles

Les entreprises de services publics réglementés de la Société sont tenues d'assurer des services aux clients au sein de leur territoire de service respectif. Les dépenses d'investissement consolidées devraient atteindre environ 4,3 milliards \$ pour 2020 et environ 18,8 milliards \$ pour la période de cinq ans allant de 2020 à 2024. Se reporter à la rubrique « Programme d'investissement », à la page 37.

En vertu d'un cadre de financement conclu avec les gouvernements de l'Ontario et du Canada, Fortis fournira un apport minimal d'approximativement 155 millions \$ sous forme de capitaux propres à la société en commandite Wataynikaneyap, proportionnellement à la participation de 39 % de Fortis et en fonction des dépenses d'investissement définitives du projet connexe approuvées par les organismes de réglementation. En octobre 2019, la société en commandite Wataynikaneyap a conclu des conventions d'emprunt pour financer le projet durant la phase de construction. Dans l'éventualité où un prêteur en vertu d'une convention d'emprunt en vue de la construction réaliserait la garantie sur les emprunts, Fortis pourrait être tenue d'accélérer ses apports en capitaux propres, dont le montant pourrait être supérieur à celui autrement exigible de Fortis en vertu du cadre de financement, jusqu'à un financement maximal totalisant 235 millions \$.

Au 31 décembre 2019, FortisBC Holdings Inc., une société de portefeuille non réglementée, avait des garanties de société mère en cours de 78 millions \$ afin de soutenir les activités d'optimisation de stockage d'Aitken Creek.

### Arrangements hors bilan

À l'exception de lettres de crédit en cours de 114 millions \$ au 31 décembre 2019 et des engagements non comptabilisés figurant dans le tableau ci-dessus, la Société n'avait pas d'arrangements hors bilan.

## Structure du capital et notations

Fortis a besoin d'un accès continu aux capitaux et, par conséquent, elle vise à maintenir une structure du capital à long terme consolidé qui lui permettra de conserver des notations de solvabilité de première qualité. Les entreprises de services publics réglementés maintiennent des structures du capital qui leur sont propres et qui sont conformes à celles reflétées dans les tarifs facturés aux clients.

### Structure du capital consolidé<sup>1</sup> (%)

Aux 31 décembre	2019	2018
Dette <sup>2</sup>	<b>53,1</b>	57,0
Actions privilégiées	<b>3,8</b>	3,8
Capitaux propres ordinaires et participation minoritaire <sup>3</sup>	<b>43,1</b>	39,2
	<b>100,0</b>	100,0

<sup>1)</sup> Reflète le remboursement de la dette au moyen du produit de la cession de l'Expansion de Waneta et du placement d'actions ordinaires de 1,2 milliard \$ (se reporter à la rubrique « Éléments importants », à la page 20).

<sup>2)</sup> Inclut la dette à long terme et les contrats de location-acquisition, y compris la tranche courante, ainsi que les emprunts à court terme, déduction faite de la trésorerie.

<sup>3)</sup> Comprend une participation minoritaire de 3,7 % au 31 décembre 2019 (31 décembre 2018 – 4,5 %).

# Rapport de gestion

## Données sur les actions en circulation

Au 12 février 2020, la Société avait émis et mis en circulation 463,5 millions d'actions ordinaires et les actions privilégiées de premier rang suivantes : 5,0 millions de série F; 9,2 millions de série G; 7,0 millions de série H; 3,0 millions de série I; 8,0 millions de série J; 10,0 millions de série K et 24,0 millions de série M.

Seules les actions ordinaires de la Société sont assorties de droits de vote. Les actions privilégiées de premier rang de la Société ne seront pas assorties de droits de vote tant et aussi longtemps que Fortis n'aura pas omis de verser huit dividendes trimestriels, consécutifs et déclarés ou non.

Si toutes les options sur actions en circulation avaient été converties au 12 février 2020, 3,2 millions d'actions ordinaires additionnelles seraient émises et en circulation.

## Notations

Les notations de la Société présentées ci-dessous reflètent son profil de faible risque, la diversité de ses activités, la nature autonome et la séparation financière de chacune des filiales réglementées et le niveau d'endettement en ce qui a trait à la société de portefeuille.

### Notations

Au 31 décembre 2019	Notation	Type de notation	Perspective
S&P	A-	Société	Négative
	BBB+	Titres d'emprunt non garantis	
DBRS Morningstar	BBB (élevé)	Société	Stable
	BBB (élevé)	Titres d'emprunt non garantis	
Moody's	Baa3	Émetteur	Stable
	Baa3	Titres d'emprunt non garantis	

## Programme d'investissement

Les dépenses d'investissement dans les infrastructures énergétiques sont nécessaires pour assurer le maintien et l'amélioration de la performance, de la fiabilité et de la sûreté des réseaux d'électricité et de gaz et pour répondre aux besoins d'une clientèle en croissance. Se reporter à la rubrique « Aperçu du rendement – Dépenses d'investissement », à la page 22.

### Dépenses d'investissement pour 2019<sup>1</sup>

(en millions \$, sauf les %)	Entreprises de services publics réglementés							Autres entreprises d'électricité	Total pour les entreprises de services publics réglementés	Activités non réglementées <sup>2</sup>	Total	(%)
	ITC	UNS Energy	Central Hudson	FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric						
Production	–	442	2	–	–	29	57	<b>530</b>	<b>6</b>	<b>536</b>	<b>14</b>	
Transport	951	83	55	194	–	18	146	<b>1 447</b>	–	<b>1 447</b>	<b>38</b>	
Distribution	–	255	174	191	385	42	160	<b>1 207</b>	–	<b>1 207</b>	<b>32</b>	
Autres <sup>3</sup>	197	135	86	78	38	17	30	<b>581</b>	<b>47</b>	<b>628</b>	<b>16</b>	
<b>Total</b>	<b>1 148</b>	<b>915</b>	<b>317</b>	<b>463</b>	<b>423</b>	<b>106</b>	<b>393</b>	<b>3 765</b>	<b>53</b>	<b>3 818</b>	<b>100</b>	
(%)	31	24	8	12	11	3	10	<b>99</b>	<b>1</b>	<b>100</b>		

<sup>1</sup> Reflètent les décaissements pour les immobilisations corporelles et les immobilisations incorporelles, tel qu'il est présenté dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie des états financiers annuels de 2019, ainsi que la quote-part de Fortis en ce qui a trait aux frais de développement et aux dépenses d'investissement pour le projet Wataynikaneyap Transmission Power de 98 millions \$.

<sup>2</sup> Comprennent les secteurs Infrastructures énergétiques et Siège social et autres.

<sup>3</sup> Comprennent les montants au titre des installations, du matériel, des véhicules et des technologies de l'information, ainsi que les montants au titre des dépenses d'investissement liées au transport que FortisAlberta doit verser à l'AESO.

Les dépenses d'investissement prévues sont fondées sur des projections détaillées quant à la demande d'énergie, aux coûts de la main-d'œuvre et du matériel, à la conjoncture économique générale, aux taux de change et à d'autres facteurs, qui pourraient changer et entraîner un écart entre les dépenses réelles et les dépenses prévues ou planifiées.

### Dépenses d'investissement prévues pour 2020<sup>1</sup>

(en millions \$, sauf les %)	Entreprises de services publics réglementés							Autres entreprises d'électricité	Total pour les entreprises de services publics réglementés	Activités non réglementées	Total	(%)
	ITC	UNS Energy	Central Hudson	FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric						
Production	–	715	1	–	–	33	120	<b>869</b>	<b>11</b>	<b>880</b>	<b>20</b>	
Transport	914	189	44	221	–	4	254	<b>1 626</b>	–	<b>1 626</b>	<b>37</b>	
Distribution	–	274	167	153	365	77	158	<b>1 194</b>	–	<b>1 194</b>	<b>28</b>	
Autres	62	212	80	133	71	27	34	<b>619</b>	<b>21</b>	<b>640</b>	<b>15</b>	
<b>Total</b>	<b>976</b>	<b>1 390</b>	<b>292</b>	<b>507</b>	<b>436</b>	<b>141</b>	<b>566</b>	<b>4 308</b>	<b>32</b>	<b>4 340</b>	<b>100</b>	
(%)	22	32	7	12	10	3	13	<b>99</b>	<b>1</b>	<b>100</b>		

<sup>1</sup> Excluent la composante capitaux propres sans effet sur la trésorerie de la PFUPC.

# Rapport de gestion

## Programme d'investissement sur cinq ans<sup>1</sup>

(en milliards \$)	2020	2021	2022	2023	2024	Total
	4,3	3,8	3,8	3,7	3,2	<b>18,8</b>

<sup>1</sup> Excluent la composante capitaux propres sans effet sur la trésorerie de la PFUPC.

Le programme d'investissement sur cinq ans de la Société se chiffre à 18,8 milliards \$ pour la période allant de 2020 à 2024, soit 0,5 milliard \$ de plus que le programme d'investissement de 18,3 milliards \$ présenté dans le rapport de gestion du troisième trimestre de 2019, en raison du report de dépenses de 0,5 milliard \$ jusqu'en 2020 et 2021 (se reporter à la rubrique « Aperçu du rendement – Dépenses d'investissement », à la page 22).

Le programme d'investissement sur cinq ans d'un montant de 18,8 milliards \$ a augmenté de 1,5 milliard \$ par rapport au programme de 17,3 milliards \$ pour la période allant de 2019 à 2023, comme il est présenté dans le rapport de gestion annuel de 2018, principalement en raison des facteurs suivants : i) améliorations prévues des réseaux et ressources énergétiques plus propres au sein d'ITC et de Caribbean Utilities, ii) expansion prévue du site de gaz naturel liquéfié de Tilbury au sein de FortisBC Energy, iii) hausse du taux de change prévu, qui devrait passer de 1,28 \$ CA pour 1,00 \$ US à 1,32 \$ CA pour 1,00 \$ US, et iv) le report de dépenses susmentionné, passant de 2019 à 2020 et 2021.

Le programme d'investissement comporte un faible risque et il est facilement réalisable, 99 % des dépenses prévues devant être effectuées au sein des entreprises de services publics réglementés, et seulement 20 % de celles-ci se rapportant aux projets d'investissement majeurs. La ventilation géographique des dépenses d'investissement prévues devrait être la suivante : 55 % aux États-Unis, y compris 26 % par ITC, 41 % au Canada et les 4 % restants dans les Caraïbes.

## Nature des dépenses d'investissement

(%)	Réel 2019	Prévisions 2020	Programme sur cinq ans 2020–2024
Croissance <sup>1</sup>	23	25	28
Maintien <sup>2</sup>	60	62	59
Autres <sup>3</sup>	17	13	13
<b>Total</b>	<b>100</b>	100	100

<sup>1</sup> Se rapporte au raccordement de nouveaux clients et aux mises à niveau des infrastructures nécessaires pour assurer l'augmentation de la demande en énergie, ce qui comprend les montants en investissement liés au transport que FortisAlberta doit verser à l'AESO.

<sup>2</sup> Se rapporte aux dépenses nécessaires pour maintenir et améliorer le rendement, la fiabilité et la sécurité des actifs de production, de transport et de distribution.

<sup>3</sup> Montants au titre des installations, du matériel, des véhicules, et des technologies de l'information et autres actifs.

## Base tarifaire de mi-exercice prévue<sup>1</sup>

(en milliards \$)	Réel 2019	Prévisions 2020	Prévisions 2024
ITC	8,7	9,5	12,0
UNS Energy	5,1	5,8	6,9
Central Hudson	1,9	2,1	2,8
FortisBC Energy	4,5	5,0	6,6
FortisAlberta	3,5	3,7	4,3
FortisBC Electric	1,3	1,4	1,5
Autres entreprises d'électricité	3,0	3,2	4,3
<b>Total</b>	<b>28,0</b>	30,7	38,4

<sup>1</sup> Moyenne simple de la base tarifaire au début et à la fin de l'exercice.

La base tarifaire de mi-exercice totale devrait augmenter pour s'établir à 38,4 milliards \$ d'ici 2024 en vertu du programme d'investissement sur cinq ans, ce qui représente un taux de croissance moyen composé de 6,5 %, venant ainsi soutenir une croissance durable du bénéfice et du dividende.

## Projets d'investissement majeurs<sup>1</sup>

(en millions \$)	Projet	Avant 2019	Réel 2019	Prévisions		Achèvement prévu
				2020	2021–2024	
ITC <sup>2</sup>	Projets régionaux de transport à valeur multiple	581	44	11	265	2023
	Projet de conversion de transport de 34,5 à 69 kV	225	127	92	176	Après 2024
UNS Energy	Unité 2 de la centrale Gila River	–	212	–	–	2019
	Projet de ligne de transport méridionale	–	–	19	373	Après 2024
	Projet éolien Oso Grande	–	65	453	–	2020
FortisBC Energy	Mise à niveau du réseau à moyenne pression de la vallée du bas Fraser	208	180	72	–	2020
	Projet de pipeline de gaz Eagle Mountain Woodfibre <sup>3</sup>	–	–	–	350	2023
	Projet sur les capacités de gestion de l'intégrité du réseau de transport	–	13	23	494	Après 2024
	Projet de mise à niveau des installations gazières des terres intérieures	3	6	57	262	Après 2024
	Projet Tilbury 1B	–	8	37	315	2024
Autres entreprises d'électricité	Projet Wataynikaneyap Transmission Power <sup>4</sup>	25	98	230	271	2023
<b>Total</b>		1 042	753	994	2 506	

<sup>1</sup> Comprend la PFUPC applicable.

<sup>2</sup> Les dépenses d'investissement avant 2019 sont comptabilisées à partir de la date d'acquisition d'ITC (14 octobre 2016).

<sup>3</sup> Déduction faite des apports prévus des clients.

<sup>4</sup> Quote-part de Fortis des dépenses d'investissement estimatives, incluant les frais de développement différés. En vertu du cadre de financement, Fortis financera uniquement sa composante capitaux-propres.

## ***Projets régionaux de transport à valeur multiple***

Se composent de quatre projets régionaux de transport d'électricité qui ont été identifiés par le MISO afin de répondre aux besoins de capacité sur les réseaux et de fiabilité des réseaux dans différents États. Trois projets ont été achevés, un en 2018 et deux en 2019. Le quatrième projet devrait être mis en service en 2023.

### ***Projet de conversion de transport de 34,5 à 69 kV***

Se compose de nombreux projets d'investissement visant la construction de nouvelles lignes de 69 kV, et la conversion de lignes existantes de 34,5 kV à 69 kV, dont les dates de mise en service s'échelonnent de 2019 à après 2024.

### ***Unité 2 de la centrale Gila River***

En 2017, UNS Energy a conclu un CAE à prise ferme de 20 ans qui comprenait une option sur trois ans permettant l'achat de l'unité 2 de la centrale Gila River. L'achat de l'unité 2 de la centrale Gila River a été effectué en décembre 2019, ce qui remplace la mise hors service anticipée des centrales thermiques au charbon.

### ***Projet de ligne de transport méridionale***

UNS Energy continue d'évaluer les coûts et le calendrier liés aux diverses phases de ce projet. La première phase, appelée « Vail-to-Tortolita », se veut un effort conjoint de la Western Area Power Administration et de TEP qui se soldera par de nouveaux travaux de construction et de mise à niveau en vue du raccordement des sous-stations existantes de TEP. La construction de cette phase devrait commencer en 2020.

La deuxième phase du projet a trait à la construction d'une ligne de transport de 600 MW à l'échelle du sud du Nouveau-Mexique et du sud de l'Arizona. La ligne de transport améliorera la fiabilité dans la région et facilitera la connexion des sources d'énergie renouvelable au réseau, notamment au projet éolien Oso Grande. UNS Energy prévoit acquérir une participation de 250 MW dans le projet. Le calendrier, la participation et le coût de cette phase du projet dépendront de la souscription disponible sur les turbines restantes à Oso Grande.

### ***Projet éolien Oso Grande***

Ce projet consiste à construire une installation de production d'électricité éolienne de 750 MW, dont une participation de 250 MW reviendra à UNS Energy, et qui s'ajoutera au portefeuille de production d'énergie solaire renouvelable d'UNS Energy. La construction du projet Oso Grande a débuté au troisième trimestre de 2019, et UNS Energy a pris possession de sa participation en janvier 2020 en vertu d'un contrat de construction et de transfert. La construction devrait être terminée aux fins de l'exploitation d'ici décembre 2020.

### ***Mise à niveau du réseau à moyenne pression de la vallée du bas Fraser***

Ce projet a pour objet de régler des problématiques de capacité du réseau et d'état des pipelines sur le réseau d'approvisionnement en gaz de la vallée du bas Fraser, en Colombie-Britannique. Les segments Burnaby et Coquitlam du projet ont été alimentés en gaz en 2018 et en 2019. Une courte section du pipeline située dans le sud de Vancouver sera remplacée en 2020. Les coûts définitifs admissibles du projet peuvent faire l'objet d'une révision par la BCUC.

### ***Projet de pipeline de gaz Eagle Mountain Woodfibre***

Ce projet consiste à prolonger le pipeline sur un site de GNL proposé, à Squamish, en Colombie-Britannique. Les coûts sont estimés sous réserve de l'orientation définitive du projet et de la détermination finale des apports en capital des clients. Un décret émis par le gouvernement de la Colombie-Britannique exempte ce projet de toute approbation réglementaire additionnelle de la BCUC. FortisBC Energy et Woodfibre LNG Limited ont conclu une entente de travail de pré-exécution permettant à FortisBC Energy d'engager des coûts liés à la faisabilité et des frais de développement à l'égard du projet.

### ***Projet sur les capacités de gestion de l'intégrité du réseau de transport***

Ce projet vise à améliorer la sécurité des conduites de gaz et l'intégrité du réseau de transport, y compris les modifications et le doublement des conduites de gaz. En décembre 2018, un compte de report réglementaire a été approuvé par la BCUC afin de prendre en compte des frais de développement d'environ 40 millions \$ devant être engagés en 2020 pour permettre le dépôt d'un certificat de commodité et de nécessité publiques.

### ***Projet de mise à niveau des installations gazières des terres intérieures***

Ce projet se rapporte aux modifications et remplacements de conduites de gaz qui permettront la réalisation d'inspection interne pour confirmer l'intégrité des conduites. En janvier 2020, la demande de certificat de commodité et de nécessité publiques a été approuvée par la BCUC.

### ***Phase 1B du projet Tilbury***

Ce projet consiste à construire des installations supplémentaires de liquéfaction et de distribution pour appuyer l'optimisation de l'actuel investissement dans la phase 1A du projet d'expansion Tilbury. Le projet a reçu un décret émis par le gouvernement de la Colombie-Britannique. La pré-étape des travaux de conception techniques préliminaires et les études connexes se poursuivront en 2020.

## *Projet Wataynikaneyap Transmission Power*

Ce projet de 1,6 milliard \$ vise la construction, selon les règles de la CEO, d'une ligne de transport de 1 800 km pour relier 17 collectivités de Premières Nations éloignées du nord-ouest de l'Ontario au réseau électrique principal. FortisOntario est responsable de la gestion de la construction et de l'exploitation de la ligne de transport. L'étape initiale, qui consiste à relier la Première Nation Pikangikum, a été entièrement financée par le gouvernement du Canada et achevée à la fin de 2018. La clôture financière du projet a été conclue, et l'ordre de démarrage des travaux de construction a été donné au quatrième trimestre de 2019. Le projet devrait être achevé d'ici la fin de 2023.

## **Occasions d'investissements additionnels**

Fortis explore les territoires de service existants afin de trouver de nouvelles occasions d'investissement qui ne sont pas encore comprises dans le programme d'investissement sur cinq ans.

### *ITC – Projet de raccordement sous le lac Érié*

Ce projet a trait à une proposition d'interconnexion bidirectionnelle sous-marine pour le transport de 1 000 MW d'électricité sous forme de courant continu à haute tension qui connecterait directement le marché de l'Independent Electricity System Operator en Ontario et celui de PJM Interconnection, LLC. Le projet permettrait de fournir à la clientèle un accès plus efficace à l'énergie, une capacité accrue et des possibilités de crédits d'énergie renouvelable dans les deux marchés. Le processus de demande d'autorisations a été achevé. Le projet continue de franchir les jalons réglementaires, opérationnels et économiques. Les activités en cours consistent à terminer les évaluations précises des coûts du projet et à conclure des ententes de services de transport. Il faudra environ trois ans après le début des travaux de construction pour achever le projet.

### *FortisBC Energy – GNL*

Ce projet se rapporte aux efforts de FortisBC pour trouver d'autres occasions dans les infrastructures de GNL en Colombie-Britannique, y compris un nouvel agrandissement de l'usine de GNL Tilbury, située idéalement pour répondre à la demande de la clientèle en gaz naturel brûlant sans pollution. Le site peut être adapté pour agrandir la capacité de stockage ou ajouter de l'équipement de liquéfaction, et est situé à proximité de voies d'expédition internationales. Fortis est toujours en pourparlers avec des clients potentiels sur les marchés d'exportation.

### *Autres occasions*

Les autres occasions comprennent notamment des investissements dans le transport réglementé; des contrats de transport et des projets de modernisation des réseaux pour ITC; des investissements dans l'énergie renouvelable, des investissements dans des projets de transport et de stockage d'énergie, dans la modernisation du réseau et la résilience des infrastructures pour UNS Energy; et d'autres investissements dans des infrastructures de gaz pour FortisBC Energy.

## **RISQUES D'AFFAIRES**

Fortis a mis en œuvre un processus de gestion des risques d'entreprise afin de cerner et d'évaluer les risques, tant du point de vue de leur incidence que de leur potentialité. Les seuils d'importance sont passés en revue annuellement et mis à jour au besoin. Sont également évalués les risques non financiers qui pourraient avoir une incidence sur la sécurité des employés, des clients et du grand public, ainsi que les risques d'atteinte à la réputation. Des systèmes de contrôles internes ont été mis en place pour surveiller et gérer les risques identifiés. Le conseil d'administration de chacune des filiales supervise son propre processus de gestion des risques d'entreprise et rapporte à la direction de Fortis tout risque significatif identifié pour qu'il soit intégré au programme de gestion des risques d'entreprise de Fortis. Le conseil d'administration de Fortis supervise le programme de gestion des risques d'entreprise de Fortis par l'intermédiaire du comité d'audit pour veiller à la réalisation des objectifs stratégiques.

Les risques d'affaires importants de la Société se résument actuellement comme suit.

### **Réglementation**

Le total des actifs des entreprises de services publics réglementés correspondait à environ 99 % du total de l'actif de la Société au 31 décembre 2019. Les territoires de réglementation comprennent cinq provinces canadiennes, neuf États américains et trois pays des Caraïbes; les actifs de transport sont également assujettis aux règlements de la FERC aux États-Unis.

Les organismes de réglementation appliquent les lois visant des aspects importants des activités des entreprises de services publics, notamment : les tarifs facturés aux clients, de même que le RCP autorisé sous-jacent et la structure du capital réputée; les dépenses d'investissement; les modalités et conditions relatives à l'alimentation en énergie et à la capacité, aux services accessoires et aux services fournis par des sociétés affiliées; les émissions de titres; certaines questions de nature comptable. Certaines décisions et certains changements à l'égard de la réglementation et des lois, de même que le retard dans le recouvrement des coûts à même les tarifs en raison du décalage attribuable à la réglementation, peuvent avoir une incidence défavorable significative. Le risque de décalage attribuable à la réglementation est particulièrement important pour UNS Energy compte tenu de l'utilisation des années témoins historiques pour établir les tarifs.

La capacité de recouvrer les coûts réels de la prestation de services et de dégager le RCP ou RAB autorisés dépend généralement de la réalisation des prévisions établies dans le processus d'établissement des tarifs. L'incapacité de recouvrer ces coûts pourrait avoir une incidence défavorable significative. En ce qui a trait aux entreprises de services publics assujetties à des mécanismes de TAR, les tarifs reflètent les taux d'inflation présumés et les facteurs d'amélioration de la productivité présumés, et les écarts par rapport à ces facteurs pourraient avoir une incidence défavorable significative. Dans le cadre du mécanisme de TAR de FortisAlberta, il existe un risque accru que les dépenses d'investissement additionnelles engagées ne soient pas approuvées aux fins du recouvrement à même les tarifs.

Dans le cadre des activités de transport, les éléments sous-jacents des tarifs établis selon une formule fixés par la FERC peuvent être et ont été contestés par des tiers, ce qui peut et a donné lieu à une diminution des tarifs et des remboursements aux clients. Ces éléments sous-jacents comprennent le RPC présumé et la structure du capital réputée, ainsi que les dépenses d'exploitation et d'investissement. Ces contestations pourraient avoir une incidence défavorable significative. Les contestations récentes sont décrites à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation – ITC » à la page 30.

En outre, le Congrès américain se penche périodiquement sur l'adoption d'une loi en matière d'énergie qui pourrait attribuer de nouvelles responsabilités à la FERC, modifier les dispositions de la *Federal Power Act* ou de la *Natural Gas Act* des États-Unis ou accorder à la FERC ou à une autre entité une autorité accrue pour la réglementation des questions liées à l'énergie du gouvernement fédéral américain. Ces changements pourraient avoir une incidence défavorable significative.

La conjoncture politique et économique et leur incidence sur les lois en matière d'énergie et les politiques gouvernementales en matière d'énergie ont eu et peuvent continuer d'avoir une incidence négative sur les décisions réglementaires. Fortis est bien positionnée pour maintenir des relations constructives avec les organismes de réglementation par l'entremise d'équipes de gestion régionales et de conseils d'administration dont les membres sont majoritairement des administrateurs indépendants qui proviennent des régions concernées. Cependant, la Société ne peut prédire les modifications législatives ou réglementaires découlant de facteurs économiques, politiques ou autres, sa capacité à y donner suite de manière efficace et en temps opportun ou les coûts connexes liés à la conformité. Ces facteurs pourraient avoir une incidence défavorable significative.

### Changements climatiques et risques physiques

La prestation de services d'électricité et de gaz est exposée à des risques courants dans le secteur, notamment des conditions climatiques rigoureuses et des catastrophes naturelles, des guerres, des actes terroristes, une défaillance du matériel critique et d'autres catastrophes survenant à l'intérieur ou à l'extérieur des territoires de service de la Société. Les interruptions de service et les coûts de réparation et de remplacement connexes pourraient avoir une incidence défavorable significative si ces situations n'étaient pas résolues de façon efficace et en temps opportun, ou si elles n'étaient pas atténuées par des contrats d'assurance ou des recouvrements de coûts réglementés.

On prévoit que les changements climatiques entraîneront des phénomènes météorologiques plus intenses et plus fréquents, des variations de température, des changements dans les variations saisonnières et l'adoption de mesures réglementaires (se reporter à la rubrique « Questions d'ordre environnemental » à la page 46) susceptibles d'avoir une incidence défavorable significative. Le temps violent a une incidence sur les territoires de service de la Société, en particulier les orages, les inondations, les incendies de forêt, les ouragans, ainsi que les tempêtes de neige ou de verglas. La fréquence accrue des phénomènes météorologiques extrêmes pourrait faire augmenter les coûts engagés dans la prestation des services. Les variations des précipitations se traduisant par des sécheresses pourraient augmenter le risque que les actifs d'électricité de la Société causent des incendies de forêt, ou entraîner des pénuries d'eau susceptibles de nuire à ses activités. Les conditions météorologiques extrêmes nécessitent généralement des processus de sauvegarde du système informatique. Elles peuvent accroître la pression sur le réseau et entraîner des interruptions de service. Les variations de température pourraient également accroître la pression sur le réseau et réduire au fil du temps les efficacités réalisées au sein des installations. Les répercussions des changements climatiques à long terme, comme la persistance de températures plus élevées ainsi que l'élévation du niveau de la mer et l'accroissement des ondes de tempête, pourraient entraîner une interruption des services, des coûts de réparation et de remplacement et des coûts liés au renforcement des normes de conception et des systèmes. Si elles ne sont pas résolues dans un délai raisonnable et d'une manière efficace ou atténuées par des polices d'assurance ou par des recouvrements de coûts réglementaires, ces répercussions pourraient avoir une incidence défavorable significative.

L'équipement et les installations de production sont exposés à certains risques, notamment un bris d'équipement et les dommages causés par les inondations et les incendies qui pourraient entraîner un lâcher d'eau incontrôlé, l'interruption de l'approvisionnement en combustible, des niveaux d'efficacité ou de performance opérationnelles plus bas que prévu et l'interruption des services. Rien ne garantit que l'équipement et les installations de production continueront de fonctionner selon les attentes.

L'exploitation des actifs de transport et de distribution est exposée à des risques, y compris l'éventualité d'incendies, principalement provoqués par des défaillances de l'équipement, la chute d'arbres et la foudre touchant des lignes ou de l'équipement. Certaines entreprises de services publics exploitent des installations sur des terrains éloignés et montagneux difficiles d'accès où il est ardu d'effectuer des réparations et des travaux d'entretien dans un délai raisonnable ou présentant des risques de perte ou de dommages en cas de feux de forêt, d'inondations, d'emportements par les eaux, de glissements de terrains, de tremblements de terre, d'avalanches et d'autres catastrophes naturelles pouvant avoir une incidence défavorable significative.

Les entreprises de services publics de gaz sont exposées à des risques opérationnels associés au gaz naturel comme les incendies, les explosions, la corrosion et les fuites dans les pipelines, l'endommagement accidentel des canalisations et des conduites de branchement, la défaillance de l'équipement, les dommages et la destruction causés par les tremblements de terre, les incendies, les inondations et les autres catastrophes naturelles, et d'autres accidents et circonstances pouvant entraîner l'interruption des services, des déversements et des passifs environnementaux proportionnels ou d'autres obligations ayant une incidence défavorable significative.

Les risques liés aux dommages causés par le feu varient en fonction des conditions climatiques, du reboisement, de la proximité de l'habitat et des installations de tiers des entreprises de services publics, et d'autres facteurs. Les entreprises de services publics peuvent être tenues responsables des coûts d'extinction d'un incendie et de régénération de la forêt, de la valeur du bois sur pied ainsi que des réclamations de tiers, si leurs installations sont tenues responsables d'un incendie, et ces réclamations, si elles sont accueillies, pourraient avoir une incidence défavorable significative.

Les réseaux d'électricité et de gaz nécessitent de la maintenance, des améliorations et des remplacements continus. L'interruption des services, les autres répercussions et obligations découlant de l'incapacité de mettre en œuvre ou d'achever adéquatement les programmes de dépenses d'entretien et d'investissement autorisés ou toute panne importante et imprévue de l'équipement, malgré les programmes d'entretien, ou l'incapacité à recouvrer les coûts nécessaires à même les tarifs facturés aux clients pourraient avoir une incidence défavorable significative.

Les réseaux d'électricité et de gaz sont conçus pour servir les clients selon diverses éventualités, conformément aux bonnes pratiques relatives aux services publics. Les entreprises de services publics sont responsables de l'exploitation et de la maintenance de leurs actifs de manière sécuritaire, ce qui comprend l'élaboration et l'application de normes, processus et procédures de systèmes appropriés pour assurer la sécurité des employés et des sous-traitants ainsi que celle du public. Les répercussions des changements climatiques pourraient exiger l'application accélérée de ces normes, processus et procédures. Un manquement à cet égard pourrait miner la capacité des entreprises de services publics de fournir les services en toute sécurité, ce qui pourrait nuire à la réputation et entraîner d'autres facteurs ayant une incidence défavorable significative.

### Taux d'intérêt

Le cours du marché des actions ordinaires de la Société varie de façon inverse aux fluctuations des taux d'intérêt.

De plus, les RCP autorisés sont exposés aux fluctuations des taux d'intérêt à long terme. Un contexte de faibles taux d'intérêt pourrait réduire les RCP autorisés. Toutefois, en cas de hausse des taux d'intérêt, le décalage attribuable à la réglementation pourrait retarder l'augmentation compensatoire du RCP. Les emprunts sur les facilités de crédit à taux variables et la dette à long terme ainsi que les nouvelles émissions de titres d'emprunt sont aussi exposés aux fluctuations des taux d'intérêt.

### Variabilité des conditions climatiques et des saisons

La consommation d'électricité varie considérablement en fonction des changements climatiques et des changements saisonniers des conditions climatiques. Au centre et à l'ouest du Canada, en Arizona et dans l'État de New York, les étés frais peuvent réduire l'utilisation des appareils de conditionnement de l'air et d'autres appareils de climatisation, tandis que les hivers doux peuvent entraîner une baisse de la demande pour le chauffage. À l'inverse, les conditions climatiques difficiles peuvent entraîner une hausse inattendue des besoins en chauffage et en climatisation, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la fiabilité du réseau.

Les conditions climatiques et les saisons ont une incidence marquée sur les volumes de distribution de gaz, puisque la majeure partie du gaz est utilisée pour le chauffage domestique par la clientèle résidentielle. Le bénéfice des entreprises de services publics de gaz de la Société et d'Aitken Creek est habituellement plus élevé au cours des premier et quatrième trimestres.

La production d'hydroélectricité est tributaire du volume des précipitations.

Certaines des entreprises de services publics de la Société ont mis en œuvre des mécanismes de report et de dissociation des revenus réglementaires, afin d'atténuer l'incidence sur les bénéfices de la volatilité qui serait autrement attribuable aux variations des conditions climatiques. L'abandon des principaux mécanismes réglementaires tout comme leur absence dans les autres entités de Fortis pourraient entraîner des variations liées aux conditions climatiques importantes et prolongées par rapport aux normes saisonnières, ce qui aurait une incidence défavorable significative.

### Croissance

Fortis a un historique de croissance découlant des acquisitions et de croissance interne découlant des dépenses d'investissement dans les territoires de service existants. Les acquisitions comportent le risque intrinsèque qu'une partie ou la totalité des avantages prévus ne se matérialisent pas, ou puissent ne pas se réaliser dans les délais prévus, et des coûts imprévus significatifs pourraient en découler.

Les prévisions de croissance des dividendes de la Société dépendent grandement de la croissance de la base tarifaire que devrait générer la réalisation du programme d'investissement sur cinq ans décrit à la section « Programme d'investissement » à la page 37. Les projets, particulièrement les projets d'investissement majeurs, sont exposés à des risques de retard et de dépassement de coûts au cours de la construction en raison de l'inflation, des coûts d'approvisionnement et de la main-d'œuvre, de la non-exécution des obligations des fournisseurs, des conditions climatiques, des conditions géologiques ou d'autres facteurs indépendants de la volonté de la Société. Rien ne garantit que les organismes de réglementation i) approuveront tous les projets prévus, leurs montants ou leur échéancier, ii) délivreront les permis rapidement ou selon des modalités raisonnables ou iii) approuveront le recouvrement des dépassements de coûts à même les tarifs facturés aux clients. Ces risques pourraient avoir une incidence sur la réalisation fructueuse d'un projet en faisant obstacle à son exécution, en retardant l'achèvement, en augmentant les coûts prévus ou en ayant une incidence défavorable sur son financement.

## Gestion des talents

L'exécution de services sûrs, fiables et économiques dépend de la capacité d'attirer du personnel compétent, de le perfectionner et de le garder. À l'instar de ses pairs, Fortis fait face à des défis sur le plan démographique et à des marchés concurrentiels en ce qui a trait aux ouvriers de métier, au personnel technique et professionnel, particulièrement en raison de son programme d'investissement consolidé important. ITC dépend largement d'ententes avec des tiers pour la prestation de services de construction, d'entretien et d'exploitation à l'égard de certains aspects de ses activités. Bien que Fortis soit dotée d'un solide programme de gestion des talents, rien ne garantit qu'elle sera en mesure d'attirer un nombre suffisant de talents recherchés. Un manquement important à cet égard pourrait avoir une incidence défavorable significative.

## Lois fiscales

Les taux d'imposition et les autres lois fiscales du Canada, des États-Unis et d'autres pays auxquels doivent se conformer Fortis et ses filiales peuvent changer. Ces changements pourraient avoir une incidence défavorable significative. Bien que l'impôt sur le résultat des entreprises de services publics réglementés soit généralement recouvert à même les tarifs facturés aux clients, le décalage attribuable à la réglementation peut entraîner un délai du recouvrement ou le non-recouvrement pour certaines périodes. Diverses autres incidences pourraient également être observées. En ce qui concerne les activités non réglementées, les modifications apportées aux taux d'imposition et aux autres lois fiscales pourraient avoir une incidence significative sur le coût après impôt de la dette existante et future qui n'est pas recouvrable à même les tarifs facturés aux clients.

Il est impossible de prédire la nature, le moment ou l'incidence des modifications futures apportées aux lois fiscales. En outre, certains aspects de la réforme fiscale américaine demeurent sujets à interprétation et doivent être précisés, y compris les règlements proposés à l'égard de certaines ententes hybrides.

## Cybersécurité

En tant qu'exploitants d'infrastructures énergétiques importantes, les entreprises de services publics de la Société peuvent faire face au risque de cybercrime, dont la fréquence, l'étendue et les répercussions éventuelles se sont accrues au cours des dernières années. L'efficacité de leur fonctionnement est tributaire du développement et du maintien de systèmes d'information et d'une infrastructure de technologie de l'information complexes qui procurent un soutien à l'exploitation des installations de production, de transport et de distribution d'électricité, y compris les installations de gaz; fournissent de l'information sur la facturation, la consommation et la gestion de la charge aux clients, le cas échéant, et appuient les activités des volets financier et général.

Malgré la mise en œuvre et la surveillance continue de l'efficacité des programmes de cybersécurité fondés sur les risques, les systèmes de technologie de l'information et de l'exploitation pourraient être vulnérables à un accès non autorisé par suite de piratage, de virus, d'actes de guerre ou de terrorisme, d'actes de vandalisme ou autres. Cette situation peut entraîner la perturbation des services énergétiques et des autres activités commerciales, des pannes du système et des défaillances du réseau, des dommages matériels, une corruption ou la non-disponibilité des données essentielles, l'appropriation illicite ou la divulgation de renseignements sensibles, confidentiels et exclusifs à propos des activités, des clients et des employés.

Une atteinte importante pourrait avoir une incidence négative sur la performance financière de la Société, sur sa réputation et sa respectabilité aux yeux des clients, des organismes de réglementation et des marchés financiers et pourrait l'exposer à des demandes de dommages-intérêts de la part de tiers. L'incidence financière en découlant pourrait ne pas être entièrement couverte par des contrats d'assurance ou, dans le cas des entreprises de services publics, ne pas être compensée par des recouvrements de coûts réglementés, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative.

## Percées technologiques

L'adoption d'initiatives visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre et à contrôler ou limiter les effets des changements climatiques a encouragé le développement de nouvelles technologies de production d'électricité permettant d'accroître l'efficacité du stockage d'énergie ou de réduire la consommation d'électricité.

Le développement de nouvelles technologies en matière de production distribuée, en particulier certains produits et services liés à l'énergie solaire et à l'efficacité énergétique, de même que l'instauration de normes sur l'énergie renouvelable et l'efficacité énergétique continueront d'avoir une incidence sur les ventes au détail. La prise de conscience à l'égard des coûts liés à l'énergie et les préoccupations environnementales ont accru la demande pour des produits qui réduisent la consommation d'énergie. De plus, les entreprises de services publics de la Société mettent de l'avant des programmes de gestion axés sur la demande.

Les nouvelles technologies visent l'énergie provenant de sources renouvelables, la production appartenant aux clients, les appareils efficaces sur le plan énergétique, le stockage dans des batteries et les systèmes de contrôle. Les percées en ce sens ou la mise au point d'autres technologies pourraient avoir une incidence significative sur les ventes au détail, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative.

## Risque de change

La monnaie de présentation des états financiers d'ITC, d'UNS Energy, de Central Hudson, de Caribbean Utilities, de FortisTCl, de BECOL et de Belize Electricity est le dollar américain, ou est fondée sur cette monnaie. Le bénéfice et les flux de trésorerie tirés de ces entités et les investissements nets dans ces dernières sont exposés aux fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien.

Fortis limite cette exposition au moyen de la couverture. Au 31 décembre 2019, un montant de 2,2 milliards \$ US (31 décembre 2018 – 3,4 milliards \$ US) de la dette à long terme libellée en dollars américains de la Société avait été désigné à titre de couverture efficace des investissements nets dans des établissements à l'étranger, ce qui laissait un montant non couvert de 9,7 milliards \$ US (31 décembre 2018 – 8,0 milliards \$ US) en investissements nets dans des établissements à l'étranger. Fortis a également conclu des contrats de change pour gérer une partie de son exposition au risque de change.

Comme le bénéfice et les flux de trésorerie consolidés ne sont que partiellement couverts, ils continuent de subir l'incidence des fluctuations du taux de change. En moyenne, Fortis estime qu'une variation à la hausse ou à la baisse de cinq cents du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien par rapport au taux de 1,00 \$ US pour 1,33 \$ CA au 31 décembre 2019 se traduirait par une variation correspondante à la hausse ou à la baisse du BPA annuel d'environ 6 cents, ce qui reflète le programme de couverture de la Société.

Rien ne garantit que les stratégies de couverture existantes continueront d'être efficaces. Elles peuvent également avoir comme effet de limiter ou de réduire les rendements totaux de Fortis si les attentes de la direction quant aux événements futurs ou à la conjoncture des marchés dans l'avenir se révélaient inexacts, auquel cas les coûts associés aux stratégies de couverture pourraient être supérieurs aux avantages qu'elles procurent.

## Caractère concurrentiel du gaz naturel

Environ 19 % des produits de la Société sont tirés du gaz naturel. Si le gaz naturel devenait moins concurrentiel, en raison des prix ou d'autres facteurs, cette situation pourrait avoir une incidence défavorable significative.

En Colombie-Britannique, d'où provient 79 % des produits tirés du gaz naturel de la Société, le gaz naturel entre principalement en concurrence avec l'électricité pour le fonctionnement des appareils de chauffage et les chauffe-eau. Les coûts en capital initiaux pour les services liés au gaz posent toujours des défis sur le plan concurrentiel pour le gaz naturel, par rapport aux services liés à l'électricité. Si le gaz naturel devenait moins concurrentiel, la capacité de trouver de nouveaux clients pourrait être entravée. Les clients existants pourraient également diminuer leur consommation ou opter pour l'électricité, ce qui exercerait une pression accrue sur les tarifs, auquel cas les coûts liés au système devraient être recouverts à même un plus petit nombre de clients et de ventes, et minerait davantage son caractère concurrentiel.

Les politiques gouvernementales pourraient également se répercuter sur le caractère concurrentiel du gaz naturel en Colombie-Britannique. Le gouvernement provincial a apporté des modifications à la politique énergétique, y compris les cibles de réduction des émissions de gaz à effet de serre et une taxe à la consommation sur les combustibles à base de carbone, mais n'a pas encore instauré de taxe sur les émissions carboniques de l'électricité importée issue de la combustion de combustibles à base de carbone. Ces modifications à la politique énergétique pourraient avoir une incidence significative sur la nature concurrentielle du gaz naturel par rapport aux sources d'énergie autres qu'à base de carbone ou aux autres sources d'énergie.

En outre, tous les ordres du gouvernement ont joué un rôle plus actif dans l'élaboration de politiques visant à gérer les changements climatiques. Par exemple, les gouvernements municipaux ont élaboré des politiques et des règlements favorisant la transition vers une économie à plus faibles émissions de carbone. Les politiques gouvernementales pourraient exercer une pression à la hausse sur le coût du gaz naturel et éventuellement avoir une incidence sur son caractère concurrentiel. Les politiques gouvernementales pourraient également imposer des limites liées aux sources d'énergie permises et pouvant être utilisées dans les développements nouveaux et existants.

## Normes de fiabilité

La loi intitulée *Energy Policy Act* exige des propriétaires, exploitants et utilisateurs du réseau de transport d'électricité de gros aux États-Unis de se conformer à des normes de fiabilité obligatoires qui ont été élaborées par la North American Electric Reliability Corporation et ses entités régionales, lesquelles sont approuvées et mises en application par la FERC. Plusieurs de ces normes, ou normes similaires, ont été adoptées dans des provinces canadiennes, notamment en Colombie-Britannique, en Alberta et en Ontario. L'incapacité à élaborer, à mettre en œuvre et à maintenir des pratiques et des systèmes d'exploitation et des programmes d'investissement appropriés permettant de respecter les obligations en matière de fiabilité pourrait entraîner la violation des normes de conformité et une incidence défavorable significative, comme l'exclusion des coûts connexes des tarifs facturés aux clients, y compris des pénalités potentiellement considérables.

## Conjoncture économique générale

Les changements liés à la conjoncture économique générale, aux prix de l'énergie, aux niveaux d'emploi, au revenu personnel disponible, aux mises en chantier domiciliaires, à l'activité industrielle et à d'autres facteurs pourraient entraîner une baisse de la demande d'énergie et du nombre de ventes de façon directe ou par suite de la diminution des dépenses d'investissement, particulièrement celles liées à la croissance du nombre de nouveaux clients, ce qui aurait une incidence sur la croissance de la base tarifaire. Un repli marqué et prolongé de la situation économique pourrait avoir une incidence défavorable significative malgré les mesures réglementaires compensatoires, et notamment miner la capacité de la clientèle à payer leurs factures.

## Accès à des capitaux

Le financement des dépenses d'investissement et le remboursement de la dette venant à échéance, entre autres, nécessitent un accès continu à des capitaux à un coût économique.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pourraient ne pas suffire à financer le remboursement de la totalité de l'encours de la dette à son échéance ou les dépenses d'investissement prévues. La capacité d'effectuer les remboursements de la dette à long terme dépend de l'obtention d'un financement suffisant et économique pour rembourser la dette arrivant à échéance.

La capacité d'obtenir du financement dépend de nombreux facteurs, y compris les résultats d'exploitation et la situation financière de Fortis et de ses filiales, le contexte de réglementation, dont les décisions réglementaires relatives à la structure du capital et au RCP autorisé, la situation des marchés financiers, la conjoncture économique générale et les notations. Les changements apportés aux notations pourraient avoir une incidence sur le risque de crédit lié aux nouvelles émissions de titres d'emprunt à long terme et sur les facilités de crédit, ainsi que sur leur disponibilité.

Rien ne garantit que des capitaux suffisants continueront d'être disponibles à des conditions acceptables. Pour obtenir plus d'information, se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » à la page 33.

## Volatilité des prix des produits de base

Les coûts de l'électricité achetée et de la production de combustibles dépendent de la volatilité des prix des produits de base, qui est gérée au moyen i) de mécanismes approuvés par les organismes de réglementation qui permettent le transfert des fluctuations des prix des produits de base dans les tarifs facturés aux clients ou qui prévoient des comptes de stabilisation tarifaire et des comptes de report (se reporter à la section « Rendement des unités d'exploitation » à la page 25), et ii) de stratégies de gestion du risque lié au prix approuvées par les organismes de réglementation, comme l'utilisation de contrats dérivés qui fixent efficacement les coûts (se reporter à la section « Instruments financiers – Dérivés » à la page 52).

Rien ne garantit que les mécanismes actuellement approuvés par les organismes de réglementation demeureront en place dans l'avenir. De plus, malgré ces mécanismes, une hausse marquée et prolongée des prix des produits de base pourrait entraîner une augmentation des tarifs que les clients ne pourraient pas payer ou avoir une incidence sur la consommation et, par conséquent, sur la croissance du nombre de ventes. Cette situation pourrait avoir une incidence défavorable significative.

## Risque lié au crédit de la contrepartie

ITC fait face à une concentration du risque de crédit, ses produits découlant à environ 70 % de trois clients. Ces clients affichent des notations de solvabilité de première qualité et le risque de crédit est également géré par l'exigence d'une lettre de crédit ou d'un dépôt en trésorerie correspondant à l'exposition au risque de crédit, lequel est établi au moyen d'un modèle de notation du crédit et d'autres facteurs.

FortisAlberta fait face à une concentration du risque de crédit, ses services de distribution étant facturés à un groupe relativement restreint de détaillants. Le risque de crédit est géré en obtenant des détaillants un dépôt en trésorerie, une lettre de crédit, une notation de première qualité ou une garantie financière auprès d'une entité dont la notation est de première qualité.

UNS Energy, Central Hudson, FortisBC Energy, Aitken Creek et Fortis sont exposées à un risque de crédit découlant du risque de défaut des contreparties à leurs dérivés. Le risque de crédit est géré par le règlement des paiements sur une base nette lorsque possible et par le fait de traiter uniquement avec des contreparties dont la notation est de première qualité. UNS Energy et Central Hudson ont conclu certaines ententes contractuelles exigeant des contreparties qu'elles fournissent des garanties.

Rien ne garantit que les stratégies de gestion continueront d'être efficaces. Des défauts importants de la part des contreparties pourraient avoir une incidence défavorable significative.

## Approvisionnement en électricité

Une part considérable de l'électricité et du gaz vendus par les entreprises de services publics de la Société est achetée sur les marchés énergétiques de gros ou en vertu de contrats avec des fournisseurs d'énergie plutôt que d'être produite. Toute perturbation sur les marchés énergétiques de gros ou tout défaut des fournisseurs d'énergie ou de combustible ou des exploitants de réseaux de distribution d'énergie raccordés aux entreprises de services publics de la Société pourraient avoir une incidence défavorable significative.

## Obligations liées aux avantages postérieurs à l'emploi

Fortis et la plupart de ses filiales offrent différents régimes de retraite à prestations définies et (ou) des régimes d'AAPE à certains de leurs employés et de leurs retraités. Les plus importants inducteurs de coûts de ces régimes sont le rendement des placements et les taux d'intérêt, lesquels sont tributaires des marchés financiers à l'échelle mondiale. Les perturbations sur les marchés, la baisse marquée de la valeur de marché des placements détenus pour satisfaire les obligations du régime, les variations du taux d'actualisation, le profil démographique des participants, et les modifications des lois et des règlements pourraient exiger un financement additionnel des régimes. Une augmentation importante des charges et du financement des régimes pourrait avoir une incidence défavorable significative.

## Participations détenues conjointement et tiers exploitants

Certaines centrales fournissant de l'électricité à TEP sont détenues conjointement avec des tiers ou exploitées par des tiers. TEP pourrait ne pas être en mesure d'influer à son entière discrétion sur la gestion ou l'exploitation de ces installations, notamment en ce qui concerne la meilleure approche à adopter pour gérer les conditions économiques changeantes ou les exigences environnementales qui pourraient toucher ces installations. Un désaccord entre TEP et les copropriétaires ou les exploitants pourrait avoir une incidence défavorable significative.

La société en commandite Wataynikaneyap est un partenariat détenu à 51 % par 24 collectivités des Premières Nations et à 49 % par un partenariat entre Fortis (80 %) et Algonquin Power & Utilities Corp. (20 %), chargés du projet Wataynikaneyap Transmission Power. Fortis n'est pas en mesure d'influer à son entière discrétion sur les décisions liées au projet et un désaccord entre Fortis et les autres partenaires pourrait retarder l'achèvement du projet, augmenter le coût prévu ou avoir une incidence défavorable sur la réputation de Fortis.

## Questions d'ordre environnemental

Les entreprises de la Société sont assujetties aux risques environnementaux et aux lois et aux règlements en matière d'environnement, y compris les lois et règlements qui i) imposent des limites sur la libération de polluants dans l'air, le sol et l'eau, ii) établissent des normes pour la gestion, le traitement, l'entreposage, le transport et l'élimination de déchets dangereux, ou iii) imposent des obligations d'enquêter relativement à toute contamination et d'y remédier.

Le risque de contamination de l'air, du sol ou de l'eau par les entreprises d'électricité a principalement trait : i) au transport, à la manutention et à l'entreposage et à la combustion de combustible, ii) à l'utilisation de produits à base de pétrole, principalement l'huile de transformateurs et l'huile de graissage; iii) à la gestion et à l'élimination des résidus découlant de la combustion du charbon et des autres déchets; et iv) aux incidents découlant du rejet de matières dangereuses sur le site des mines de charbon qui approvisionnent les centrales de production, ou provenant de ces mines. Les risques de contamination par les entreprises de gaz naturel sont surtout liés aux fuites de gaz naturel et de propane et à d'autres incidents visant ces substances. Parmi les principaux risques environnementaux inhérents aux activités de production hydroélectrique figure la création de cours d'eau artificiels susceptibles de perturber les habitats naturels et la défaillance des barrages.

Des responsabilités relatives aux enquêtes et à la remise en état en cas de contamination, ainsi que des réclamations pour lésions corporelles ou dommages matériels, peuvent surgir à de nombreux endroits, notamment aux installations et aux sites détenus ou exploités, antérieurement ou actuellement, où des déchets ont été traités et éliminés, peu importe si la contamination a été causée par les activités de l'entreprise au moment où elle était propriétaire ou si la contamination résulte de la non-conformité aux lois environnementales applicables. En vertu de certaines lois environnementales, ces obligations peuvent être solidaires et conjointes, ce qui signifie qu'une des parties peut être tenue responsable de plus que sa part de l'obligation, voire de l'intégralité de l'obligation. Ces responsabilités pourraient donner lieu à des litiges et à des procédures administratives qui pourraient occasionner l'imposition de sanctions pécuniaires substantielles pour les coûts de nettoyage et les dommages, ainsi que l'imposition d'amendes ou de pénalités. S'ils ne sont pas entièrement couverts par des contrats d'assurance, ces coûts pourraient avoir une incidence défavorable significative.

Les entreprises de la Société ont engagé des dépenses importantes liées à la conformité aux lois environnementales, et elles prévoient continuer à le faire dans l'avenir. La gestion des émissions de gaz à effet de serre constitue une préoccupation importante, en raison des lois, des règlements et directives fédérales, provinciales et étatiques nouvelles et imminentes en matière de gaz à effet de serre.

Les entreprises de la Société continuent d'élaborer des stratégies liées à la conformité et d'évaluer l'incidence des nouvelles modifications législatives, mais des incertitudes importantes demeurent. Une augmentation des coûts liés à la conformité ou des restrictions supplémentaires en matière d'exploitation en vertu de règlements additionnels ou révisés pourraient avoir une incidence défavorable significative.

Certaines centrales alimentées au charbon utilisées par UNS Energy ont fermé avant la fin de leur durée de vie utile en raison des conditions économiques ou de modifications récentes ou prévues de la réglementation environnementale, notamment celle qui a trait aux émissions de gaz à effet de serre. Les fermetures prématurées ont nécessité une exemption réglementaire afin de recouvrir la valeur comptable nette résiduelle et les coûts de démantèlement, et la possibilité d'une dépréciation accélérée pourrait exercer une pression sur les tarifs. Des coûts importants non recouverts ou une pression sur les tarifs pourraient avoir une incidence défavorable significative.

## Assurances

Les contrats d'assurance sont conclus avec des assureurs réputés au sein du secteur en ce qui concerne les dommages matériels, les responsabilités potentielles et l'interruption des services, afin de bénéficier d'une couverture considérée comme appropriée et conforme aux pratiques du secteur.

Une part importante des actifs de transport et de distribution ne sont pas assurés, comme il est d'usage en Amérique du Nord, le coût de l'assurance étant prohibitif. Les assurances comportent des limites de couverture et des franchises ainsi que des clauses fixant un délai de présentation des demandes d'indemnisation et de découverte des sinistres. Rien ne garantit i) que les types de dommages, de responsabilités ou d'interruptions des activités réels, et les montants connexes, seront entièrement couverts; ii) que les exemptions réglementaires seront accordées si la couverture est insuffisante; iii) qu'une assurance adéquate à prix raisonnable continuera d'être disponible; ou iv) que les assureurs respecteront leurs obligations. Une insuffisance importante réelle de la couverture pourrait avoir une incidence défavorable significative.

## Approbations nécessaires

L'acquisition, la possession et l'exploitation d'entreprises de gaz et d'électricité exigent bon nombre de permis, de licences, d'ententes, d'ordonnances, de certificats et d'autres approbations de divers ordres de gouvernement, organismes de réglementation, organismes gouvernementaux et tiers. Rien ne garantit i) que tous ces éléments seront obtenus, maintenus de façon continue ou renouvelés sans délai et ii) que leurs modalités seront entièrement respectées en tout temps et qu'elles ne changeront pas d'une façon défavorable significative. Un manquement important à cet égard pourrait empêcher l'exploitation des entreprises et avoir une incidence défavorable significative.

## Réputation, relations et activisme accru des parties prenantes

Les activités et les perspectives de croissance de la Société exigent l'établissement de relations solides avec les principales parties prenantes, y compris les gouvernements et les organismes, les communautés autochtones, les propriétaires fonciers et les organismes voués à l'environnement. Une gestion inadéquate des attentes des parties prenantes et des questions qui leur sont importantes, y compris celles qui surviennent au cours de la construction, pourrait avoir une incidence sur la réputation de la Société et une incidence importante sur ses activités et le développement d'infrastructures.

En outre, les parties prenantes externes s'opposent de plus en plus aux entreprises de services publics en ce qui a trait aux changements climatiques, au développement durable, à la diversité, aux rendements, dont le RCP, à la rémunération des cadres et à d'autres questions. L'opposition du public aux grands projets d'infrastructure est de plus en plus courante, ce qui peut compromettre la réalisation des programmes d'investissement et la croissance interne qui en découle. Bien que la Société suive de près ces mouvements de protestation et s'engage à établir de meilleures relations avec ses parties prenantes externes, l'incapacité de gérer adéquatement l'activisme des parties prenantes, et d'y réagir, pourrait avoir une incidence défavorable significative.

## Revendications territoriales de la part des peuples autochtones

Les entreprises de services publics de la Société en Colombie-Britannique fournissent des services à des clients sur des terres appartenant à des peuples autochtones et exploitent des installations sur des terres faisant l'objet de revendications territoriales de la part des peuples autochtones. Un processus de négociation de traité auquel participent les peuples autochtones et les gouvernements de la Colombie-Britannique et du Canada est en cours, mais les motifs pouvant mener à d'éventuels règlements ne sont pas clairs et ce ne sont pas tous les peuples autochtones qui participent au processus. Jusqu'à maintenant, la politique du gouvernement de la Colombie-Britannique consiste à structurer les règlements sans porter préjudice aux droits existants de tiers. Cependant, rien ne garantit que le processus de règlement n'aura pas une incidence défavorable significative.

FortisAlberta possède des actifs de distribution sur des terres appartenant à des peuples autochtones en Alberta à l'égard desquelles TransAlta Utilities Corporation détient des permis d'accès. Pour acquérir ces permis, FortisAlberta doit obtenir l'approbation des Premières Nations et de Relations Couronne-Autochtones et Affaires du Nord Canada. FortisAlberta pourrait ne pas être en mesure d'obtenir ces approbations ou de négocier des ententes d'utilisation des terres selon des modalités raisonnables. Un manquement important à cet égard pourrait avoir une incidence défavorable significative.

## Relations de travail

La plupart des entreprises de services publics de la Société emploient des membres de syndicats ou d'associations de travailleurs dans le cadre de conventions collectives. Fortis considère que ses relations de travail sont satisfaisantes, mais rien ne garantit qu'elles le demeureront ni que les conventions collectives existantes seront renouvelées selon des modalités raisonnables sans interruption du travail ou autres moyens de pression. Un manquement important à cet égard pourrait entraîner l'interruption des services ou une hausse du coût de la main-d'œuvre que les organismes de réglementation ne permettraient pas de recouvrer entièrement dans les tarifs et avoir une incidence défavorable significative.

## Poursuites judiciaires et administratives et autres poursuites

Ces poursuites ont lieu dans le cours normal des activités et il peut s'agir de réclamations liées à l'environnement ou à l'emploi, de litiges portant sur des titres, de différends contractuels, de réclamations liés à des lésions corporelles ou à des dommages matériels, de poursuites intentées par les organismes de réglementation ou par les autorités fiscales et d'autres questions. Les issues défavorables, notamment, les jugements ou les règlements accordant des dommages-intérêts pécuniaires ou autres, des injonctions, le refus ou la révocation de permis, l'atteinte à la réputation et d'autres issues pourraient avoir une incidence défavorable significative.

## QUESTIONS COMPTABLES

### Nouvelles méthodes comptables

#### Contrats de location

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2019, la Société a adopté l'ASU n° 2016-02, *Leases*, qui exige aux preneurs de comptabiliser un actif au titre du droit d'utilisation et une obligation locative pour tous les contrats de location dont la durée est de 12 mois et plus, et de présenter des informations à fournir additionnelles.

À la date de passation du contrat de location, l'actif au titre du droit d'utilisation et l'obligation locative sont évalués à la valeur actualisée des paiements de loyer futurs, sauf les paiements variables fondés sur l'utilisation ou le rendement. Les paiements de loyer futurs comprennent les composantes locatives (p. ex., les loyers, les impôts fonciers et les coûts liés aux assurances) et les composantes non locatives (p. ex., les coûts d'entretien des aires communes), et Fortis les comptabilise comme une seule composante locative. La valeur actualisée est calculée selon le taux implicite du contrat de location ou un taux d'intérêt garanti spécifique au contrat de location selon la durée restante dudit contrat. Les options de renouvellement sont incluses dans le contrat de location si l'on a la certitude raisonnable que l'option sera exercée.

Un contrat de location-financement est amorti sur la durée du contrat, sauf si : i) la propriété de l'actif est transférée à la fin du contrat, auquel cas le contrat est amorti sur la durée d'utilité estimative de l'actif sous-jacent; et ii) l'autorité de réglementation a approuvé une méthode de recouvrement différente aux fins d'établissement des tarifs, auquel cas le moment de la comptabilisation de la charge sera conforme aux exigences de l'autorité de réglementation.

Fortis a appliqué les dispositions transitoires de la nouvelle norme au moment de l'adoption et n'a pas ajusté les périodes antérieures de façon rétrospective conformément à la méthode rétrospective modifiée. Fortis a choisi un ensemble d'options de mise en œuvre, soit des mesures de simplification, qui lui ont évité d'avoir à déterminer à nouveau les éléments suivants : i) le fait de savoir si un contrat existant, y compris une servitude foncière, est un contrat de location ou comprend un contrat de location; ii) le classement des contrats de location existants; ou iii) les coûts directs initiaux des contrats de location existants. De plus, Fortis a utilisé la mesure de simplification visant à utiliser des informations a posteriori afin de déterminer la durée du contrat de location. Au moment de l'adoption, Fortis n'a pas identifié ni comptabilisé d'ajustement dans le solde d'ouverture des bénéfices non distribués, et il n'y a eu aucune incidence sur le bénéfice net ou les flux de trésorerie.

#### Couverture

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2019, la Société a adopté l'ASU n° 2017-12, *Targeted Improvements to Accounting for Hedging Activities*, qui aligne mieux les activités de gestion des risques et la présentation des informations financières liées aux relations de couverture à l'aide de changements apportés aux lignes directrices en matière de désignation, d'évaluation, de présentation et d'informations à fournir. L'adoption de cette mise à jour n'a eu aucune incidence significative sur les états financiers annuels de 2019.

#### Informations à fournir en ce qui a trait à l'évaluation à la juste valeur

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2019, la Société a adopté l'ASU n° 2018-13, *Changes to the Disclosure Requirements for Fair Value Measurement*, qui améliore l'efficacité des informations fournies dans les notes annexes aux états financiers en précisant les informations obligatoires et importantes qui doivent être fournies aux utilisateurs des états financiers. L'adoption de cette ASU a éliminé l'exigence de présentation des informations suivantes pour toutes les périodes présentées i) du montant et de la raison des transferts entre les niveaux 1 et 2 de la hiérarchie de la juste valeur, ii) de la politique concernant le calendrier des transferts entre les niveaux et iii) des processus d'évaluation suivis pour l'évaluation de la juste valeur des actifs de niveau 3.

#### Informations à fournir en ce qui a trait aux régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite

Avec prise d'effet le 31 décembre 2019, la Société a adopté par anticipation, sur une base rétrospective, l'ASU n° 2018-14, *Changes to the Disclosure Requirements for Defined Benefit Plans*, qui modifie et clarifie les exigences en matière d'informations à fournir pour les employeurs qui offrent des régimes de retraite à prestations définies et d'avantages complémentaires de retraite. Plus particulièrement, elle a éliminé les exigences de présentation suivantes : i) le montant accumulé au titre des autres éléments du résultat global qui devrait être comptabilisé à titre de composante du coût net des prestations de la période au cours de la prochaine période d'imposition et ii) l'incidence d'une variation de un point de pourcentage du coût présumé des soins de santé et de la variation des taux liés au coût des services, au coût financier et à l'obligation au titre des prestations pour soins de santé postérieures au départ à la retraite.

## Futures prises de position faisant autorité en comptabilité

### Impôt sur le résultat

L'ASU n° 2019-12, *Simplifying the Accounting for Income Taxes*, publiée en décembre 2019, sera en vigueur pour Fortis à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2021. L'adoption anticipée est permise. Cette ASU vise principalement à assurer l'application cohérente des directives existantes sur l'impôt sur le résultat en plus d'y apporter des éclaircissements. Fortis évalue l'incidence de l'adoption de cette ASU sur ses états financiers consolidés.

## Estimations comptables critiques

### Généralités

La préparation des états financiers annuels de 2019 exige que la direction fasse des estimations et pose des jugements, qui influent sur les montants constatés des actifs, des passifs, des produits, des charges, des profits, des pertes et des éventualités, et sur l'information à fournir connexe. La direction évalue ces estimations de façon continue en se fondant sur des données historiques, sur les conditions actuelles et sur des hypothèses qu'elle jugeait raisonnables au moment où elles ont été faites, et tout ajustement est comptabilisé dans la période au cours de laquelle il est confirmé. Les résultats réels pourraient être très différents de ces estimations.

### Actifs et passifs réglementaires

Au 31 décembre 2019, Fortis a comptabilisé des actifs réglementaires de 3,4 milliards \$ (31 décembre 2018 – 3,1 milliards \$) et des passifs réglementaires de 3,4 milliards \$ (31 décembre 2018 – 3,6 milliards \$).

Les actifs réglementaires correspondent aux produits futurs et aux débiteurs liés à des coûts engagés qui seront ou qui devraient être recouvrés auprès de clients pendant les périodes futures dans le cadre du processus d'établissement des tarifs. Les passifs réglementaires correspondent i) aux réductions futures ou aux limites des augmentations futures des produits qui se rattachent à des montants qui seront ou qui devraient être remboursés à la clientèle dans le cadre du processus d'établissement des tarifs; ou ii) à une obligation de fournir un service futur pour lequel les clients ont payé à l'avance.

La comptabilisation des actifs et des passifs réglementaires et la période de règlement constituent souvent des estimations fondées sur des ordonnances réglementaires antérieures, existantes ou prévues relativement à la nature des montants sous-jacents et sont assujetties à une approbation réglementaire. Dans le passé, les périodes de règlements et les montants connexes réels n'ont habituellement pas varié de façon significative par rapport aux estimations, mais rien ne garantit que ce sera toujours le cas. Les variations découlant des ordonnances réglementaires seraient comptabilisées conformément à ces ordonnances, en vertu desquelles les montants non autorisés seraient immédiatement comptabilisés en résultat et le reste serait comptabilisé en résultat en tenant compte de leur inclusion dans les tarifs facturés aux clients.

## Avantages du personnel futurs

### Principales estimations et hypothèses

	Régimes de retraite à prestations définies		Régimes d'AAPE	
	2019	2018	2019	2018
Exercices clos les 31 décembre				
Situation de capitalisation <sup>1</sup> (en millions \$)				
Obligation au titre des prestations <sup>2</sup>	<b>(3 632)</b>	(3 207)	<b>(712)</b>	(655)
Actifs des régimes	<b>3 208</b>	2 830	<b>343</b>	293
	<b>(424)</b>	(377)	<b>(369)</b>	(362)
Coût net au titre des prestations <sup>2</sup> (en millions \$)	<b>65</b>	83	<b>28</b>	34
Hypothèses principales : (en % moyen pondéré)				
Taux d'actualisation <sup>3</sup>				
Au cours de l'exercice	<b>4,05</b>	3,56	<b>4,10</b>	3,57
Aux 31 décembre	<b>3,20</b>	4,07	<b>3,25</b>	4,13
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes <sup>4</sup>	<b>5,78</b>	5,80	<b>5,50</b>	5,48
Taux de croissance de la rémunération	<b>3,33</b>	3,35	<b>-</b>	-
Taux de croissance tendanciel du coût des soins de santé aux 31 décembre <sup>5</sup>	<b>-</b>	-	<b>4,62</b>	4,61

<sup>1)</sup> Les évaluations actuarielles périodiques permettent de déterminer les cotisations de capitalisation pour les régimes de retraite et les régimes d'AAPE américains, tandis que les régimes d'AAPE canadiens ne sont pas capitalisés.

<sup>2)</sup> Établis au moyen de calculs actuariels selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services ainsi que d'après les hypothèses les plus probables de la direction à l'égard du rendement prévu des placements des régimes, du taux d'accroissement des salaires, de la durée moyenne résiduelle d'activité des employés, des taux de mortalité et, en ce qui concerne les régimes d'AAPE, du coût prévu des soins de santé.

<sup>3)</sup> Reflètent les taux d'intérêt du marché sur les obligations de première qualité assurant des flux de trésorerie qui correspondent au calendrier et au montant des versements prévus au titre des prestations de retraite.

<sup>4)</sup> Élaboré à partir des hypothèses les plus probables du rendement, de la volatilité et des corrélations prévues pour chaque catégorie d'actifs. Les hypothèses reposent sur le rendement historique, les attentes futures et le rééquilibrage périodique des portefeuilles entre les diverses catégories d'actifs.

<sup>5)</sup> Établis au moyen de calculs actuariels, le taux projeté pour 2020 est de 6,15 % et devrait diminuer au cours des 12 prochaines années pour s'établir à 4,62 % en 2031 et demeurer à ce niveau par la suite.

## Analyse de sensibilité

Exercice clos le 31 décembre 2019 (en millions \$)	Taux tendanciel final du coût des soins de santé					
	Taux tendanciel – Variation de 1 %		Taux d'actualisation – Variation de 1 %		Taux de rendement – Variation de 1 %	
	Augmentation	Diminution	Augmentation	Diminution	Augmentation	Diminution
Régimes de retraite à prestations définies						
Coût net des prestations	(25)	23	(29)	55	s.o.	s.o.
Obligation au titre des prestations projetées	25	(80)	(482)	612	s.o.	s.o.
Régimes d'AAPE						
Coût net des prestations	(3)	3	(7)	10	24	(18)
Obligation au titre des prestations constituées	s.o.	s.o.	(100)	128	104	(83)

En ce qui concerne les entreprises de services publics réglementés, les variations du coût net des prestations devraient, de façon générale, être reflétées dans les tarifs facturés aux clients, sous réserve d'un décalage attribuable à la réglementation et du risque lié aux prévisions pour certaines entreprises de services publics.

L'apport en trésorerie de FortisAlberta est passé en charges et reflété dans les tarifs facturés aux clients, et tout écart entre l'apport en trésorerie et le coût net des prestations est différé à titre d'actif ou de passif réglementaire. ITC, Central Hudson, FortisBC Energy, FortisBC Electric et Newfoundland Power disposent de mécanismes approuvés par les organismes de réglementation pour reporter les écarts entre le coût net des régimes de retraite réel et le coût net des régimes de retraite prévu et reflétés dans les tarifs facturés aux clients. Rien ne garantit que ces mécanismes de report seront maintenus dans l'avenir.

## Amortissements

Au 31 décembre 2019, Fortis a comptabilisé des immobilisations corporelles et incorporelles de 35,2 milliards \$ (31 décembre 2018 – 34,0 milliards \$), soit environ 66 % du total des actifs (31 décembre 2018 – 64 %). Le montant des amortissements a totalisé 1,4 milliard \$ en 2019 (2018 – 1,2 milliard \$).

Les amortissements reflètent la durée d'utilité estimative des actifs sous-jacents et reposent sur les données historiques, les indications et les notations des fabricants, les tendances passées et les tendances futures prévues, l'utilisation des actifs et d'autres facteurs.

Les taux d'amortissement des entreprises de services publics réglementés sont assujettis à une approbation réglementaire et comprennent une provision à l'égard des coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations estimés qui ne sont pas considérés comme une obligation juridique. Les estimations reposent essentiellement sur des données historiques et sur les tendances prévues en matière de coût. La provision est comptabilisée comme un passif réglementaire à long terme, dont sont portés en réduction les coûts réels d'enlèvement lorsqu'ils sont engagés. Au 31 décembre 2019, ce passif réglementaire s'établissait à 1,2 milliard \$ (31 décembre 2018 – 1,2 milliard \$).

Les taux d'amortissement des entreprises de services publics réglementés sont habituellement déterminés au moyen d'études sur l'amortissement préparées sur une base périodique par des experts externes. Lorsque les données réelles diffèrent des estimations, les écarts sont, de façon générale, reflétés dans les taux d'amortissement futurs et, ainsi, sont recouverts auprès des clients ou remboursés à ces derniers à même les tarifs qui leur sont facturés, de la manière prévue par l'organisme de réglementation.

## Dépréciation du goodwill

Au 31 décembre 2019, Fortis a comptabilisé un goodwill de 12,0 milliards \$ (31 décembre 2018 – 12,5 milliards \$), ce qui représente 22 % du total de l'actif (31 décembre 2018 – 24 %).

Le goodwill de chacune des 11 unités d'exploitation de la Société est soumis à un test de dépréciation sur une base annuelle et si un événement ou un changement de circonstances se produit et laisse croire que la juste valeur d'une unité d'exploitation pourrait être inférieure à sa valeur comptable. Le cas échéant, la valeur du goodwill est réduite à sa juste valeur estimative et une perte de valeur est comptabilisée.

La Société effectue une évaluation qualitative pour certaines unités d'exploitation. S'il est établi qu'il est peu probable que la juste valeur soit inférieure à la valeur comptable, une évaluation quantitative de la juste valeur n'est pas nécessaire. Sinon, la principale méthode utilisée pour estimer la juste valeur des unités d'exploitation est l'approche fondée sur les bénéfiques, selon laquelle les projections des flux de trésorerie sont actualisées à l'aide de la méthode axée sur la valeur de l'entreprise. Les estimations et hypothèses sous-jacentes comportant divers degrés d'incertitude comprennent le montant et le calendrier des flux de trésorerie futurs prévus, les taux de croissance et les taux d'actualisation. Une autre méthode d'évaluation, soit l'approche fondée sur le marché, est employée et un rapprochement de la juste valeur estimative totale de toutes les unités d'exploitation et de la capitalisation boursière de la Société est également effectué.

La comptabilisation de pertes de valeur pourrait avoir une incidence défavorable significative. Ces pertes ne peuvent pas être recouvrées à même les tarifs des entreprises de services publics réglementés. Dans la mesure où une perte de valeur indique une baisse des flux de trésorerie futurs prévus aux fins du soutien des paiements d'intérêts sur la dette de la société de portefeuille non réglementée et du versement des dividendes sur les actions ordinaires, elle peut avoir une incidence défavorable sur le coût futur de ce capital, laquelle pourrait se traduire par une hausse des taux d'intérêt sur la dette. Cette hausse ne peut pas être recouvrée au moyen des tarifs facturés par les entreprises de services publics réglementés, et peut donner lieu à une baisse du cours du marché de l'action ordinaire.

## Impôt sur le résultat

Au 31 décembre 2019, les passifs d'impôt différé, l'impôt à recevoir inclus aux débiteurs, l'impôt différé inclus aux actifs réglementaires et l'impôt différé inclus aux passifs réglementaires totalisaient 3,0 milliards \$, 35 millions \$, 1,6 milliard \$ et 1,4 milliard \$, respectivement (31 décembre 2018 – 2,7 milliards \$, 91 millions \$, 1,5 milliard \$ et 1,6 milliard \$, respectivement). La charge d'impôt s'est chiffrée à 289 millions \$ en 2019 (2018 – 165 millions \$).

L'impôt exigible reflète l'impôt estimatif à payer et à recevoir au cours de l'exercice considéré d'après les taux d'imposition et les lois en vigueur, et la proportion estimative du bénéfice ou de la perte imposable dans les divers territoires.

Les actifs et les passifs d'impôt différé reflètent les différences temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs. Un actif ou un passif d'impôt différé est calculé pour chaque différence temporaire d'après les taux d'imposition et les lois en vigueur au moment où les différences temporaires devraient se résorber ou être réglées. Dans la mesure où une économie d'impôt future est plus probable qu'improbable, une réduction de valeur est comptabilisée dans les résultats lorsque la réduction est créée ou modifiée.

En ce qui concerne les entreprises de services publics réglementés, les différences entre la charge et l'économie d'impôt habituellement comptabilisée en vertu des PCGR des États-Unis et celle qui est reflétée dans les tarifs facturés aux clients, lesquelles devraient être recouvrées auprès des clients ou remboursée à ces derniers à même les tarifs futurs, sont comptabilisées comme des actifs ou des passifs réglementaires. Ces actifs ou passifs réglementaires sont ensuite amortis dans les résultats conformément à leur inclusion dans les tarifs facturés aux clients aux termes des ordonnances des organismes de réglementation. Sinon, les changements en ce qui a trait aux attentes et aux estimations connexes découlant de modifications des taux d'imposition, des lois fiscales, de la répartition des bénéfices parmi les territoires et d'autres facteurs sont comptabilisés dans les résultats au moment où ils surviennent.

## Dérivés

La juste valeur des dérivés est fondée sur les estimations qui ne peuvent pas être établies avec précision du fait qu'elles comportent des incertitudes et des questions de jugement et, par conséquent, qui pourraient s'avérer inefficaces pour prédire le bénéfice ou les flux de trésorerie futurs. Se reporter à la rubrique « Instruments financiers – Dérivés » ci-après.

## Éventualités

La Société et ses filiales sont assujetties à un certain nombre de litiges et d'actions en justice qui surviennent dans le cours normal des activités, y compris ceux qui sont décrits de façon générale à la rubrique « Risques d'affaires – Revendications territoriales de peuples autochtones » à la page 47, pour lesquels aucun montant n'a été comptabilisé en raison du fait qu'actuellement, leur issue ne peut pas être déterminée de façon raisonnable. De plus amples renseignements sont fournis à la note 29 des états financiers annuels de 2019.

Bien qu'actuellement, Fortis estime qu'il est peu probable que ces questions aient une incidence défavorable significative, rien ne garantit qu'il en sera ainsi.

## INSTRUMENTS FINANCIERS

### Dette à long terme et autres

Au 31 décembre 2019, la valeur comptable de la dette à long terme, y compris la tranche courante, s'établissait à 22,3 milliards \$ (31 décembre 2018 – 24,2 milliards \$), comparativement à une juste valeur estimative de 25,3 milliards \$ (31 décembre 2018 – 25,1 milliards \$). Comme Fortis n'a pas l'intention de régler la dette à long terme avant l'échéance, l'excédent de la juste valeur sur la valeur comptable ne représente pas un passif réel.

La valeur comptable consolidée des instruments financiers restants, autres que les dérivés, se rapproche de leur juste valeur, ce qui reflète l'échéance à court terme, les conditions normales de crédit ou la nature de ces instruments.

## Dérivés

De façon générale, Fortis limite l'utilisation de dérivés à ceux qui peuvent servir de couvertures comptables, de couvertures économiques ou de couvertures de flux de trésorerie, ou à ceux qui sont approuvés à des fins de recouvrement réglementaire. Les dérivés sont comptabilisés à la juste valeur, sauf certains instruments comme les dérivés qui sont admissibles à l'exception relative aux achats et aux ventes dans le cours normal des activités.

### *Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire*

UNS Energy détient des contrats d'achat d'électricité, des contrats d'approvisionnement des clients et des swaps sur gaz afin de réduire l'exposition au risque lié au prix de l'énergie. La juste valeur est évaluée principalement selon l'approche axée sur le marché, en utilisant des renseignements provenant de tiers indépendants dans la mesure du possible. Lorsque des prix publiés ne sont pas disponibles, des ajustements sont effectués en fonction de l'historique des rapports sur la courbe des prix, des frais de transport et des pertes sur lignes.

Central Hudson détient des swaps sur électricité et sur gaz naturel afin d'atténuer la volatilité des prix en fixant le prix d'achat effectif. La juste valeur est évaluée à l'aide des prix à terme fournis par des tiers indépendants.

FortisBC Energy détient des contrats d'approvisionnement en gaz et des swaps sur marchandises afin de fixer le prix d'achat effectif du gaz naturel. La juste valeur reflète la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs selon les cours du marché publiés et les courbes des taux à terme relatifs au gaz naturel.

Les profits latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur de ces contrats d'énergie sont différés à titre d'actif ou de passif réglementaire aux fins de recouvrement auprès des clients ou de remboursement aux clients à même les tarifs futurs, comme les organismes de réglementation l'autorisent. Au 31 décembre 2019, des pertes latentes de 119 millions \$ (31 décembre 2018 – 57 millions \$) avaient été comptabilisées à titre d'actifs réglementaires et des profits latents de 2 millions \$ (31 décembre 2018 – 9 millions \$) avaient été comptabilisés à titre de passifs réglementaires.

### *Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire*

UNS Energy a conclu des contrats de ventes en gros pour fixer les prix de l'énergie et réaliser des marges potentielles, dont 10 % de tous les profits réalisés sont partagés avec les clients au moyen des comptes de stabilisation tarifaire. La juste valeur est évaluée selon une approche axée sur le marché, en utilisant des renseignements provenant de tiers indépendants dans la mesure du possible.

Aitken Creek a conclu des swaps sur gaz pour gérer son exposition aux variations de prix du gaz naturel, prendre en compte les écarts de prix du gaz naturel et gérer le risque financier posé par les opérations de livraison physique. La juste valeur est évaluée à l'aide des prix à terme provenant de sources de données de marché publiées.

Les profits latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur de ces contrats d'énergie sont comptabilisés dans les produits. En 2019, des pertes latentes de 16 millions \$ (2018 – pertes latentes de 12 millions \$) ont été comptabilisées dans les produits.

### *Swaps sur rendement total*

La Société détient des swaps sur rendement total pour gérer le risque de flux de trésorerie lié aux règlements en trésorerie futurs prévus de certaines obligations liées à la rémunération fondée sur des actions. Ces swaps ont une valeur nominale combinée de 111 millions \$ et des durées de un an à trois ans échéant en janvier 2020, 2021 et 2022. La juste valeur est évaluée au moyen d'une approche par le résultat, en se fondant sur les courbes des taux à terme. En 2019, des profits latents de 11 millions \$ (2018 – profits latents de moins de 1 million \$) ont été comptabilisés dans les autres produits, montant net.

### *Contrats de change*

La Société détient des contrats de change sur le dollar américain pour permettre d'atténuer l'exposition à la volatilité des taux de change. Ces contrats expirent en 2020 et ont une valeur nominale combinée de 166 millions \$. La juste valeur est évaluée en utilisant des renseignements provenant de tiers indépendants. En 2019, des profits latents de 11 millions \$ (2018 – pertes latentes de 11 millions \$) ont été comptabilisés dans les autres produits, montant net.

### *Swaps de taux d'intérêt*

En 2019, ITC a conclu des swaps de taux d'intérêt différés pour gérer le risque de taux d'intérêt lié au refinancement de la dette à long terme échéant en juin 2021. Ces swaps ont une valeur nominale combinée de 260 millions \$ et des durées de cinq ans assorties d'une clause de résiliation anticipée obligatoire. Les swaps seront résiliés au plus tard à la date de prise d'effet, soit en novembre 2020. La juste valeur a été évaluée au moyen d'une méthode de la valeur actualisée des flux de trésorerie fondée sur les taux LIBOR. Les profits et les pertes latents liés aux variations de la juste valeur sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, ils seront reclassés en résultat net à titre de composante des charges d'intérêts sur la durée de vie de la dette et ils n'ont pas été significatifs pour 2019.

# Rapport de gestion

## Autres placements

ITC, UNS Energy et Central Hudson détiennent des placements en fiducie associés aux régimes de retraite complémentaires destinés à certains employés. Ces placements sont constitués de fonds communs de placement et de comptes du marché monétaire, qui sont comptabilisés à la juste valeur selon les cours sur des marchés actifs. Les profits et les pertes sur ces fonds sont comptabilisés dans les autres produits, montant net et n'ont pas été significatifs en 2019 et en 2018.

## Juste valeur des instruments dérivés

(en millions \$)

	Niveau 1 <sup>1</sup>	Niveau 2 <sup>1</sup>	Niveau 3 <sup>1</sup>	Total
<b>Au 31 décembre 2019</b>				
Actif <sup>2</sup>				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire	-	22	-	22
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire	-	8	-	8
Contrats de change, swaps de taux d'intérêt et swaps sur rendement total	14	4	-	18
Autres placements	121	-	-	121
	<b>135</b>	<b>34</b>	<b>-</b>	<b>169</b>
Passif <sup>3</sup>				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire	(1)	(138)	-	(139)
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire	-	(12)	-	(12)
	<b>(1)</b>	<b>(150)</b>	<b>-</b>	<b>(151)</b>
<b>Au 31 décembre 2018</b>				
Actif <sup>2</sup>				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire	-	33	8	41
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire	-	13	3	16
Autres placements	155	-	-	155
	155	46	11	212
Passif <sup>3</sup>				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire	-	(86)	(3)	(89)
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire	-	(1)	-	(1)
Contrats de change, swaps de taux d'intérêt et swaps sur rendement total	(8)	(1)	-	(9)
	<b>(8)</b>	<b>(88)</b>	<b>(3)</b>	<b>(99)</b>

<sup>1)</sup> Selon la hiérarchie des justes valeurs, la juste valeur est fondée sur les données suivantes : i) niveau 1 – cours non ajustés sur des marchés actifs; ii) niveau 2 – autres données d'entrée fondées sur des prix observables directement ou indirectement sur le marché; iii) niveau 3 – données d'entrée non observables utilisées uniquement lorsque des données d'entrée observables ne sont pas disponibles. Les classements reflètent le niveau le plus faible auquel une donnée d'entrée importante pour l'évaluation a été utilisée.

Au 31 décembre 2019, tous les actifs et passifs de niveau 3 ont été transférés au niveau 2, car des données de marché observables sont maintenant disponibles.

<sup>2)</sup> La tranche courante est incluse au poste Débiteurs et autres actifs courants, et la tranche restante est incluse dans les autres actifs.

<sup>3)</sup> La tranche courante est incluse au poste Créditeurs et autres passifs courants, et la tranche restante est incluse dans les autres passifs.

## Volumes des dérivés<sup>1</sup>

Aux 31 décembre	2019	2018
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire		
Swaps sur électricité (en GWh)	628	774
Contrats d'achat d'électricité (en GWh)	3 198	651
Swaps sur gaz (en pj)	168	203
Primes liées aux contrats d'achat de gaz (en pj)	241	266
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire		
Contrats de ventes en gros (en GWh)	1 855	1 440
Swaps sur gaz (en pj)	43	37

<sup>1)</sup> Les contrats d'énergie seront réglés à différentes dates jusqu'en 2029.

## PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES ANNUELLES

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$, sauf indication contraire)

	2019	2018	2017
Produits	<b>8 783</b>	8 390	8 301
Bénéfice net	<b>1 852</b>	1 286	1 125
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	<b>1 655</b>	1 100	963
BPA (en \$)			
De base	<b>3,79</b>	2,59	2,32
Dilué	<b>3,78</b>	2,59	2,31
Total de l'actif	<b>53 404</b>	53 051	47 822
Dettes à long terme (excluant la tranche courante)	<b>21 501</b>	23 159	20 691
Dividendes déclarés : (en \$)			
Par action ordinaire	<b>1,855</b>	1,750	1,650
Par action privilégiée de premier rang :			
Série F	<b>1,2250</b>	1,2250	1,2250
Série G <sup>1</sup>	<b>1,0983</b>	1,0345	0,9708
Série H	<b>0,6250</b>	0,6250	0,6250
Série I <sup>2</sup>	<b>0,7771</b>	0,7116	0,5262
Série J	<b>1,1875</b>	1,1875	1,1875
Série K <sup>3</sup>	<b>0,9821</b>	1,0000	1,0000
Série M <sup>4</sup>	<b>1,0135</b>	1,0250	1,0250

<sup>1)</sup> Le dividende annuel par action a été rétabli, passant de 0,9708 \$ à 1,0983 \$ pour la période de cinq ans allant du 1<sup>er</sup> septembre 2018 au 1<sup>er</sup> septembre 2023, exclusivement.

<sup>2)</sup> Le taux de dividende trimestriel variable est rajusté tous les trimestres selon le taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à trois mois alors en vigueur, majoré du taux de rendement de l'action rajusté applicable.

<sup>3)</sup> Le dividende annuel par action a été rétabli, passant de 1,0000 \$ à 0,9823 \$ pour la période de cinq ans allant du 1<sup>er</sup> mars 2019 au 1<sup>er</sup> mars 2024, exclusivement.

<sup>4)</sup> Le dividende annuel par action a été rétabli, passant de 1,0250 \$ à 0,9783 \$ pour la période de cinq ans allant du 1<sup>er</sup> décembre 2019 au 1<sup>er</sup> décembre 2024, exclusivement.

### 2019/2018

Pour une analyse des variations des produits, du bénéfice net, du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, du bénéfice par action, du total de l'actif et de la dette à long terme, se reporter aux rubriques « Aperçu du rendement » à la page 20, « Résultats d'exploitation » à la page 24 et « Situation financière » à la page 32.

### 2018/2017

En 2018 et en 2017, l'augmentation des produits reflète : i) la hausse des ventes en gros d'électricité d'UNS Energy en raison de l'augmentation de la capacité du réseau, et ii) le transfert des coûts d'approvisionnement énergétique globaux plus élevés dans les tarifs facturés aux clients en 2018. L'augmentation a été en partie contrebalancée par : i) l'économie attribuable à la baisse de la charge d'impôt sur le résultat par suite de la réforme fiscale américaine, ii) les ajustements à la valeur de marché des dérivés sur gaz naturel d'Aitken Creek, et iii) un changement dans la présentation de certains produits, qui sont maintenant comptabilisés sur une base nette, en raison de l'adoption de l'ASC Topic 606, *Revenue from Contracts with Customers*, en 2018.

En 2018 et en 2017, l'augmentation du bénéfice reflète surtout la croissance des activités réglementées et non réglementées et une diminution de la charge d'impôt sur le résultat, facteurs contrebalancés en partie par des ajustements favorables non récurrents comptabilisés en 2017. En 2018, le bénéfice a aussi été atténué par l'incidence continue de la réforme fiscale américaine et par la réduction du supplément incitatif au titre du RCP d'ITC, qui est entré en vigueur en avril 2018.

En 2018 et en 2017, l'augmentation du bénéfice par action reflète les hausses du bénéfice susmentionnées, contrebalancées en partie par une hausse de 9,2 millions du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation résultant du régime de réinvestissement des dividendes de la Société.

En 2018 et en 2017, l'augmentation du total de l'actif est attribuable à l'incidence des dépenses d'investissement engagées en 2018 et à l'incidence du change à la conversion des actifs libellés en dollars américains.

## RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

### Ventes

Quatrièmes trimestres clos les 31 décembre	2019	2018	Écart
<b>Entreprises de services publics réglementés</b>			
UNS Energy			
Électricité au détail (en GWh)	2 223	2 225	(2)
Électricité en gros (en GWh)	1 814	2 526	(712)
Gaz naturel (en pj)	5	5	-
Central Hudson			
Électricité (en GWh)	1 188	1 250	(62)
Gaz naturel (en pj)	6	7	(1)
FortisBC Energy (en pj)	71	63	8
FortisAlberta (en GWh)	4 279	4 343	(64)
FortisBC Electric (en GWh)	888	839	49
Autres entreprises d'électricité (en GWh)	2 427	2 450	(23)
<b>Activités non réglementées</b>			
Infrastructures énergétiques (en GWh)	14	85	(71)

La diminution des ventes en gros d'électricité est essentiellement attribuable à une réduction de la capacité du réseau de l'unité 2 de Gila River découlant d'une interruption. L'augmentation des volumes de gaz naturel pour FortisBC Energy est principalement attribuable à la hausse de la consommation moyenne des clients résidentiels et commerciaux en raison des températures plus basses ayant entraîné une augmentation des besoins en chauffage et de la hausse de la consommation des clients du secteur du transport.

### Produits et bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires

Quatrièmes trimestres clos les 31 décembre (en millions \$, sauf indication contraire)	Produits			Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires		
	2019	2018	Écart	2019	2018	Écart
<b>Entreprises de services publics réglementés</b>						
ITC	500	390	110	171	92	79
UNS Energy	510	541	(31)	38	27	11
Central Hudson	226	234	(8)	30	24	6
FortisBC Energy	428	371	57	77	72	5
FortisAlberta	150	140	10	33	22	11
FortisBC Electric	112	111	1	12	13	(1)
Autres entreprises d'électricité	381	372	9	22	22	-
<b>Entreprises de services publics non réglementées</b>						
Infrastructures énergétiques	19	50	(31)	6	22	(16)
Siège social et autres	-	-	-	(43)	(33)	(10)
Éliminations intersectorielles	-	(3)	3	-	-	-
<b>Total</b>	<b>2 326</b>	<b>2 206</b>	<b>120</b>	<b>346</b>	<b>261</b>	<b>85</b>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)				447,1	427,5	19,6
BPA de base (en \$)				0,77	0,61	0,16

L'augmentation des produits est attribuable à l'ajustement favorable de 91 millions \$ au titre des produits d'ITC en raison de l'ordonnance de novembre 2019 de la FERC (se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » à la page 30) et à la hausse des produits de FortisBC Energy en raison de l'augmentation globale des coûts transférés dans les tarifs facturés aux clients. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par la diminution des produits d'UNS Energy en raison de la baisse des ventes en gros à court terme et de la diminution des produits du secteur Infrastructures énergétiques en raison de la cession de l'Expansion de Waneta en avril 2019 (se reporter à la rubrique « Éléments importants » à la page 20) et de la diminution de la production d'hydroélectricité au Belize.

L'augmentation du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires tient essentiellement à l'ordonnance de novembre 2019 de la FERC à l'intention d'ITC ainsi qu'à la croissance de la base tarifaire des entreprises de services publics réglementés.

L'augmentation du bénéfice par action de base reflète la hausse du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, contrebalancée en partie par une augmentation de 19,6 millions du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation liée au placement d'actions ordinaires de la Société (se reporter à la rubrique « Éléments importants » à la page 20), au régime de réinvestissement des dividendes et au programme d'actions ordinaires au cours du marché.

## Flux de trésorerie

Quatrièmes trimestres clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2019	2018	Écart
Trésorerie au début de la période	228	195	33
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) :			
Activités d'exploitation	634	537	97
Activités d'investissement	(1 104)	(999)	(105)
Activités de financement	627	598	29
Change	(15)	16	(31)
Trésorerie associée aux actifs détenus en vue de la vente	–	(15)	15
Trésorerie à la fin de la période	370	332	38

## Activités d'exploitation

L'écart est attribuable à la hausse du bénéfice en trésorerie des filiales réglementées, particulièrement pour ITC, contrebalancée en partie par les variations défavorables du fonds de roulement découlant surtout des différences temporaires.

## Activités d'investissement

L'écart reflète la hausse des dépenses d'investissement, particulièrement pour UNS Energy, conformément au programme d'investissement de la Société.

## Activités de financement

L'écart reflète l'émission d'actions ordinaires et le remboursement de la dette de la Société (se reporter à la rubrique « Sommaire des flux de trésorerie » à la page 34).

## SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Trimestre clos le	Produits (en millions \$)	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	BPA de base	BPA dilué
		(en millions \$)	(\$)	(\$)
31 décembre 2019	2 326	346	0,77	0,77
30 septembre 2019	2 051	278	0,64	0,63
30 juin 2019	1 970	720	1,66	1,66
31 mars 2019	2 436	311	0,72	0,72
31 décembre 2018	2 206	261	0,61	0,61
30 septembre 2018	2 040	276	0,65	0,65
30 juin 2018	1 947	240	0,57	0,57
31 mars 2018	2 197	323	0,77	0,76

Habituellement, pour chaque année civile, les résultats trimestriels fluctuent surtout en fonction des saisons. Compte tenu de la nature diversifiée des filiales de la Société, le caractère saisonnier varie. Le bénéfice annuel des entreprises de services publics de gaz est en grande partie obtenu au cours des premier et quatrième trimestres, en raison de l'utilisation d'appareils de chauffage. Le bénéfice des entreprises de services publics de distribution d'électricité aux États-Unis est généralement plus élevé au cours des deuxième et troisième trimestres, en raison de l'utilisation d'appareils de conditionnement de l'air et d'autres appareils de climatisation.

Généralement, d'une année civile à l'autre, les résultats trimestriels reflètent : i) la croissance interne continue stimulée par le programme d'investissement de la Société, ii) les acquisitions et les cessions, iii) les variations de température importantes par rapport aux normes saisonnières, iv) le calendrier et l'importance des décisions des organismes de réglementation, v) dans le cas des produits, le transfert dans les tarifs facturés aux clients du coût des produits de base, et vi) dans le cas du BPA, l'augmentation du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation.

## Décembre 2019/décembre 2018

Se reporter à la rubrique « Résultats du quatrième trimestre », à la page 55.

## Septembre 2019/septembre 2018

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 2 millions \$ et le BPA de base a diminué de 0,01 \$, principalement en raison de la croissance de la base tarifaire au sein des entreprises de services publics réglementés, favorisée par ITC, facteur atténué par : i) l'incidence défavorable de la comptabilisation à la valeur de marché des dérivés sur gaz naturel d'Aitken Creek; ii) la diminution de la production d'hydroélectricité au Belize; iii) pour ce qui est du BPA, l'augmentation de 11,8 millions du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation attribuable au programme d'actions ordinaires au cours du marché et du régime de réinvestissement des dividendes.

## Juin 2019/juin 2018

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 480 millions \$ et le BPA de base a augmenté de 1,09 \$, principalement en raison des facteurs suivants : i) un profit de 484 millions \$ à la cession de l'Expansion de Waneta; ii) l'incidence favorable de la comptabilisation à la valeur de marché des dérivés sur gaz naturel d'Aitken Creek; iii) la croissance de la base tarifaire des entreprises de services publics réglementés, en particulier ITC; et iv) un écart de change favorable de 7 millions \$. L'augmentation a été atténuée par : i) la baisse des ventes au détail attribuable aux conditions météorologiques et l'augmentation de la dotation à l'amortissement et des charges d'intérêts au sein d'UNS Energy; ii) la baisse de l'apport au bénéfice du secteur Infrastructures énergétiques en raison de la diminution de la production d'hydroélectricité au Belize; iii) la diminution des marges réalisées à Aitken Creek; et iv) pour ce qui est du BPA, l'augmentation de 9,3 millions du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation attribuable au programme d'actions ordinaires au cours du marché et du régime de réinvestissement des dividendes.

## Mars 2019/mars 2018

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a diminué de 12 millions \$ et le BPA de base a diminué de 0,05 \$, principalement en raison d'une réévaluation favorable de 30 millions \$ des passifs d'impôt différé en 2018 qui découle de la décision de présenter une déclaration de revenus d'État consolidée, laquelle a contrebalancé l'augmentation du bénéfice en 2019. La croissance du bénéfice est attribuable aux facteurs suivants : i) le rendement solide des entreprises de services publics réglementés découlant principalement de la croissance de la base tarifaire; ii) l'augmentation du bénéfice à Central Hudson liée à l'ordonnance tarifaire en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2018; iii) l'augmentation des ventes d'électricité et de gaz à UNS Energy, qui s'explique essentiellement par les conditions météorologiques; et iv) un écart de change favorable de 9 millions \$. L'augmentation a été atténuée par les facteurs suivants : i) une baisse de l'apport au bénéfice du secteur Infrastructures énergétiques en raison de la diminution des marges réalisées et d'une augmentation des pertes latentes liées à la comptabilisation à la valeur de marché des dérivés sur gaz naturel d'Aitken Creek, ainsi qu'une baisse de la production d'hydroélectricité au Belize; ii) une baisse du supplément incitatif au titre du RCP à ITC; et iii) pour ce qui est du BPA, l'augmentation de 7,5 millions du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation qui est principalement attribuable au régime de réinvestissement des dividendes.

## TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Les transactions entre parties liées ont lieu dans le cours normal des activités et sont évaluées au montant de la contrepartie convenue par les parties liées. Il n'y a eu aucune transaction importante entre parties liées en 2019 et en 2018. Les soldes, transactions et bénéfices intersociétés sont éliminés au moment de la consolidation, à l'exception de certaines transactions intersociétés entre des entités non réglementées et des entités réglementées, conformément aux normes comptables applicables aux entités à tarifs réglementés. Ces transactions entre parties liées comprennent : i) la location de la capacité de stockage de gaz et les ventes de gaz par Aitken Creek à FortisBC Energy, et ii) la vente de capacité de l'Expansion de Waneta à FortisBC Electric jusqu'au moment de la cession de l'Expansion de Waneta, le 16 avril 2019. Ces transactions, qui ne sont pas éliminées au moment de la consolidation, n'ont pas eu d'incidence significative sur le bénéfice consolidé, sur la situation financière consolidée ou sur les flux de trésorerie consolidés.

Périodiquement, la Société accorde du financement à court terme à des filiales aux fins des dépenses d'investissement, des acquisitions et des besoins saisonniers en fonds de roulement. Au 31 décembre 2019, des prêts intersectoriels de 279 millions \$ étaient en cours (31 décembre 2018 – néant), ces prêts étant payables à vue et portant intérêt au taux moyen pondéré de 2,48 %. Le total des intérêts imputés en 2019 s'est chiffré à 2 millions \$.

## ÉVALUATION DES CONTRÔLES ET PROCÉDURES PAR LA DIRECTION

### Contrôles et procédures de communication de l'information

Les contrôles et les procédures de communication de l'information sont conçus afin de fournir une assurance raisonnable que l'information devant être présentée dans les rapports déposés auprès des organismes de réglementation en valeurs mobilières est consignée, traitée, résumée et publiée dans les délais prescrits par les lois canadiennes et américaines sur les valeurs mobilières. Au 31 décembre 2019, sous la supervision de la direction de la Société et avec la participation de cette dernière, y compris le président et chef de la direction et la vice-présidente directrice et chef des finances, une évaluation de l'efficacité des contrôles et des procédures de communication de l'information de la Société, tels qu'ils sont définis dans les lois sur les valeurs mobilières applicables au Canada et aux États-Unis, a été effectuée. Selon cette évaluation, le président et chef de la direction et la vice-présidente directrice et chef des finances, ont conclu que ces contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces au 31 décembre 2019.

### Contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le CIIF est un processus conçu par le chef de la direction et le chef des finances de la Société, ou sous leur supervision, et mis en œuvre par le conseil d'administration, la direction et d'autres membres du personnel de la Société pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de la publication de l'information financière conformément aux PCGR des États-Unis. En raison de ses limites inhérentes, le CIIF pourrait ne pas prévenir ni détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures comporte le risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

La direction de la Société, y compris le chef de la direction et le chef des finances de la Société, a évalué l'efficacité du CIIF de la Société au 31 décembre 2019, d'après les critères énoncés dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission. Compte tenu de son évaluation, la direction a conclu qu'au 31 décembre 2019, le CIIF de la Société était efficace.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, aucun changement apporté au CIIF de la Société n'a eu ou n'est raisonnablement susceptible d'avoir une incidence significative sur son CIIF.

## PERSPECTIVES

À long terme, Fortis est en bonne situation pour accroître la valeur pour les actionnaires grâce à la mise en œuvre de son programme d'investissement, à l'équilibre et à la solidité de son portefeuille diversifié d'entreprises de services publics, ainsi qu'aux possibilités de croissance dans les territoires qu'elle dessert et à proximité de ceux-ci.

Le programme d'investissement sur cinq ans d'un montant de 18,8 milliards \$ de la Société devrait permettre d'accroître la base tarifaire, pour la faire passer de 28,0 milliards \$ en 2019 à 34,5 milliards \$ d'ici 2022 et à 38,4 milliards \$ d'ici 2024, ce qui se traduit par un taux de croissance moyen composé sur trois ans et sur cinq ans de 7,2 % et de 6,5 %, respectivement. Le programme d'investissement sur cinq ans reflète le maintien des principales tendances du secteur, incluant la modernisation des réseaux et la livraison d'énergie plus propre. Outre le programme d'investissement de base, Fortis continue d'explorer d'autres occasions d'investissement dans les infrastructures énergétiques. Parmi les principales occasions qui ne sont pas encore comprises dans le programme d'investissement sur cinq ans figurent une nouvelle expansion des infrastructures de gaz naturel liquéfié en Colombie-Britannique, le projet transfrontalier entièrement autorisé de raccordement électrique sous le lac Érié en Ontario et la réalisation accélérée des objectifs en matière de distribution d'énergie plus propre en Arizona.

Fortis prévoit que la croissance à long terme de la base tarifaire se traduira par une croissance durable du bénéfice et du dividende. Fortis vise une croissance annuelle moyenne du dividende d'environ 6 % jusqu'en 2024. Cette prévision pour le dividende tient compte de nombreux facteurs, y compris la prévision de décisions raisonnables pour les instances réglementaires visant les entreprises de services publics de la Société, la réalisation fructueuse de son programme d'investissement sur cinq ans, et la confiance continue de la direction quant à la solidité du portefeuille diversifié d'entreprises de services publics de la Société et à ses résultats sur le plan de l'excellence opérationnelle.

## INFORMATIONS PROSPECTIVES

*Fortis inclut dans le rapport de gestion des informations prospectives au sens prévu par les lois canadiennes sur les valeurs mobilières applicables et des énoncés prospectifs au sens prévu par la Private Securities Litigation Reform Act of 1995 des États-Unis (collectivement, les « informations prospectives »). Les informations prospectives reflètent les attentes de la direction de Fortis à l'égard de la croissance future, des résultats d'exploitation, de la performance, des perspectives d'affaires et des occasions. Les termes « anticiper », « croire », « s'attendre à », « projeter », « estimer », « prévoir », « avoir l'intention de », « planifier », « cibler », y compris à la forme négative, et autres expressions similaires et certains verbes au futur ou au conditionnel comme « pourrait » et « devrait » sont utilisés pour désigner des informations prospectives, lesquelles comprennent, sans s'y limiter : la cible de croissance annuelle moyenne du dividende jusqu'en 2024; les dépenses d'investissement prévues de la Société pour 2020 et pour la période allant de 2020 à 2024 et les sources potentielles de financement du programme d'investissement; la base tarifaire de la Société prévue pour 2020 et 2024; l'attente selon laquelle Fortis conservera son rôle de premier plan dans le secteur en tirant parti de ses forces et de ses partenariats; le calendrier, l'issue et l'incidence prévus des dépôts et décisions réglementaires; les sources prévues ou potentielles de financement des charges d'exploitation, des charges d'intérêts et des programmes d'investissement; l'attente selon laquelle le maintien de la structure du capital ciblée des filiales réglementées en exploitation n'aura pas une incidence sur sa capacité de verser des dividendes dans un avenir prévisible; les échéances et les remboursements de la dette à échéance fixe consolidée prévus au cours des cinq prochains exercices; l'attente selon laquelle la Société et ses filiales continueront d'avoir accès à des capitaux à long terme et continueront de respecter les clauses restrictives de leur dette au cours de 2020; la nature, le calendrier, les avantages et les coûts prévus de certains projets d'investissement, y compris les projets régionaux de transport à valeur multiple, le projet de conversion de transport, le projet de ligne de transport méridionale, le projet éolien Oso Grande, le projet sur les capacités de gestion de l'intégrité du réseau de transport, le projet de mise à niveau du système de pression intermédiaire de la vallée du bas Fraser, le projet Wataynikaneyap Transmission Power, et d'autres occasions allant au-delà du programme d'investissement de base, y compris le projet de raccordement sous le lac Érié; l'attente selon laquelle l'adoption de prises de position futures faisant autorité en comptabilité n'aura pas d'incidence défavorable significative et l'attente selon laquelle l'investissement favorisera la croissance du bénéfice et des dividendes.*

*Certains facteurs ou hypothèses significatifs ont été utilisés pour tirer les conclusions présentées dans les informations prospectives et comprennent, sans s'y limiter : la teneur raisonnable des décisions rendues par les organismes de réglementation et les perspectives de stabilité réglementaire; la mise en œuvre du programme d'investissement sur cinq ans; l'absence de dépassements significatifs de projets d'investissement ou coûts de financement; le maintien des ressources humaines suffisantes pour offrir des services et mettre en œuvre le programme d'investissement; la réalisation d'occasions supplémentaires; la déclaration de dividende au gré du conseil compte tenu de la performance et de la situation financière de la Société; l'absence de volatilité importante des taux d'intérêt; l'absence de perturbations de service ou de passifs environnementaux importants ou de bouleversement de l'environnement; la capacité continue d'entretenir les réseaux de gaz et d'électricité afin d'assurer leur rendement continu; pas de repli important et prolongé de la situation économique; des liquidités et des sources de financement suffisantes; la capacité de couvrir l'exposition aux fluctuations des taux de change et des prix du gaz naturel et de l'électricité; la disponibilité ininterrompue de l'approvisionnement en gaz naturel, en combustible, en charbon et en électricité; le maintien des contrats d'approvisionnement en électricité et d'achat de capacité; l'absence de modifications importantes des plans énergétiques gouvernementaux et des lois et règlements environnementaux qui pourraient avoir une incidence négative significative; le maintien de couvertures d'assurance adéquates; la capacité d'obtenir et de maintenir des licences et permis; la conservation des territoires de service existants; l'absence de modifications importantes aux lois fiscales et la possibilité de continuer de reporter les impôts sur le résultat des établissements à l'étranger de la Société; la maintenance constante de l'infrastructure de technologie de l'information et l'absence d'atteinte significative à la cybersécurité; le maintien de relations favorables avec les peuples autochtones et des relations de travail favorables.*

*Les informations prospectives comportent des risques, des incertitudes et des hypothèses importants. Fortis prévient le lecteur qu'un certain nombre de facteurs pourraient entraîner un écart significatif entre les résultats, la performance ou les réalisations réelles et ceux qui sont exprimés explicitement ou implicitement dans les informations prospectives. Ces facteurs doivent être examinés avec prudence, et le lecteur ne doit pas se fier indûment aux informations prospectives. Les facteurs de risque qui pourraient faire en sorte que les résultats ou événements s'écartent des prévisions actuelles sont décrits à la rubrique « Risques d'affaires » du présent rapport de gestion et dans d'autres documents d'information continue déposés de temps à autre auprès des organismes de réglementation canadiens en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission. Les principaux risques pour 2020 comprennent, sans s'y limiter : l'incertitude entourant l'issue des instances réglementaires des entreprises de services publics de la Société; les risques liés aux changements climatiques et les risques physiques; l'incidence des fluctuations des taux d'intérêt; l'incidence de la variabilité des conditions climatiques et des saisons sur les besoins en chauffage et en climatisation, sur les volumes de distribution de gaz et sur la production hydroélectrique; ainsi que les risques liés aux acquisitions et aux projets d'investissement.*

*Toutes les informations prospectives contenues dans les présentes sont fournies au 12 février 2020. Fortis décline toute intention ou obligation de mettre à jour ou de réviser ces informations prospectives, que ce soit en raison de nouveaux renseignements ou d'événements futurs.*

## GLOSSAIRE

**AAPE :** Autres avantages postérieurs à l'emploi

**AESO :** Alberta Electric System Operator

**Aitken Creek :** Aitken Creek Gas Storage ULC, une filiale directe détenue à 93,8 % par FortisBC Holdings Inc.

**ASU :** Accounting Standards Update

**AUC :** Alberta Utilities Commission

**Base tarifaire :** la valeur stipulée du bien au moyen duquel une entreprise de services publics réglementés a le droit de générer un rendement spécifié conformément à sa structure réglementaire

**BCUC :** British Columbia Utilities Commission

**BECOL :** Belize Electric Company Limited, une filiale indirecte entièrement détenue de Fortis

**Belize Electricity :** Belize Electricity Limited, dans laquelle Fortis détient indirectement une participation de 33 %

**Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté :** tel qu'il est présenté à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis » à la page 29

**BPA :** bénéfice par action ordinaire

**BPA de base ajusté :** Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté divisé par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires de base en circulation

**Caribbean Utilities :** Caribbean Utilities Company, Ltd., une filiale indirecte, dans laquelle Fortis détient une participation d'environ 60 % (au 31 décembre 2019) ainsi que sa filiale

**Central Hudson :** CH Energy Group Inc., une filiale indirecte entièrement détenue de Fortis ainsi que ses filiales, dont Central Hudson Gas & Electric Corporation

**CEO :** Commission de l'énergie de l'Ontario

**CIIF :** contrôle interne à l'égard de l'information financière

**DBRS Morningstar :** DBRS Limited

**États financiers annuels de 2019 :** les états financiers consolidés audités de la Société et les notes annexes pour l'exercice clos le 31 décembre 2019

**É.-U. :** États-Unis d'Amérique

**Expansion de Waneta :** Installation de production d'hydroélectricité de l'Expansion de Waneta, dans laquelle Fortis détenait une participation donnant le contrôle de 51 % avant avril 2019

**FERC :** Federal Energy Regulatory Commission

**Filiales d'ITC membres de MISO :** International Transmission Company, Michigan Electric Transmission Company, LLC, et ITC Midwest LLC

**Fortis :** Fortis Inc.

**FortisAlberta :** FortisAlberta Inc., une filiale indirecte entièrement détenue de Fortis

**FortisBC Electric :** FortisBC Inc., une filiale directe entièrement détenue de Fortis, ainsi que ses filiales

**FortisBC Energy :** FortisBC Energy Inc., une filiale indirecte entièrement détenue de Fortis, ainsi que ses filiales

**FortisOntario :** FortisOntario Inc., une filiale directe entièrement détenue de Fortis, ainsi que ses filiales

**FortisTCL :** FortisTCL Limited, une filiale indirecte entièrement détenue de Fortis, ainsi que ses filiales

**GNL :** gaz naturel liquéfié

**GWh :** gigawattheure(s)

**Incidence défavorable significative :** incidence défavorable significative sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière et les liquidités de la Société, sur une base consolidée

**ITC :** ITC Investment Holdings Inc., une filiale indirecte dans laquelle Fortis détient une participation de 80,1 %, ainsi que ses filiales, dont International Transmission Company, Michigan Electric Transmission Company, LLC, ITC Midwest LLC, et ITC Great Plains, LLC

**kV :** kilovolt

**LIBOR :** Taux interbancaire offert à Londres

**Maritime Electric :** Maritime Electric Company, Limited, une filiale indirecte entièrement détenue de Fortis

**Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis :** mesures financières qui n'ont pas de définition normalisée aux termes des PCGR des États-Unis

**MISO :** région Midcontinent Independent System Operator, Inc.

**Moody's :** Moody's Investor Services, Inc.

**MW :** mégawatt(s)

**Newfoundland Power :** Newfoundland Power Inc., une filiale indirecte entièrement détenue de Fortis

**NYSE :** Bourse de New York

**Ordonnance de novembre 2019 de la FERC :** ordonnance émise par la FERC en novembre 2019 aux termes de laquelle le RCP de base des filiales d'ITC membres de MISO a été réduit

**PFUPC :** provision pour fonds utilisés pendant la construction

**PCGR des États-Unis :** principes comptables généralement reconnus aux États-Unis

**pj** : pétajoule(s)

**Projets d'investissement majeurs** : projets, autres que les projets de maintenance en cours, dont le coût individuel est de 200 millions \$ ou plus

**RAB** : taux de rendement des actifs sur la base tarifaire

**Rapport de gestion** : le rapport de gestion de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2019

**Rapport de gestion du troisième trimestre de 2019** : rapport de gestion intermédiaire pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019

**Ratio de distribution ajusté** : le dividende par action ordinaire divisé par le BPA de base ajusté, tel qu'il est présenté à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis » à la page 29

**Ratio de distribution réel** : le dividende par action ordinaire divisé par le bénéfice par action ordinaire de base

**RCP** : taux de rendement des capitaux propres

**Rendement total pour l'actionnaire** : mesure du rendement pour les actionnaires ordinaires exprimée au moyen du cours de l'action et des dividendes (en supposant le réinvestissement) enregistrés sur une période précise relativement au cours de l'action au début de la période

**S&P** : Standard & Poor's Financial Services LLC

**SEDAR** : Système électronique de données, d'analyse et de recherche du Canada

**Société** : Fortis Inc.

**Société en commandite Wataynikaneyap** : Wataynikaneyap Power Limited Partnership

**Taux de change** : Écart de change lié à la conversion des montants libellés en dollars américains

**Taux de croissance moyen composé** : taux de croissance moyen composé d'un élément donné obtenu en appliquant la formule  $(VF/VD)^{1/N}-1$ , compte tenu des variables suivantes : i) VF = valeur finale de l'élément; ii) VD = valeur de départ de l'élément; iii) N = nombre de périodes.

**TEP** : Tucson Electric Power Company, une filiale directe entièrement détenue d'UNS Energy

**TSX** : Bourse de Toronto

**Unité 2 de Gila River** : Unité 2 de la centrale de production de gaz naturel Gila River d'UNS Energy

**UNS Energy** : UNS Energy Corporation, une filiale indirecte entièrement détenue de Fortis, ainsi que ses filiales, dont TEP, UNS Electric, Inc. et UNS Gas, Inc.

## Table des matières

Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.....	61	NOTE 10	Autres actifs.....	86
Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant – Opinion sur les états financiers.....	62	NOTE 11	Immobilisations corporelles.....	86
Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant – Opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.....	64	NOTE 12	Immobilisations incorporelles.....	88
Bilans consolidés.....	65	NOTE 13	Goodwill.....	88
États consolidés du résultat net.....	66	NOTE 14	Créditeurs et autres passifs courants.....	88
États consolidés du résultat global.....	66	NOTE 15	Dette à long terme.....	89
Tableaux consolidés des flux de trésorerie.....	67	NOTE 16	Contrats de location.....	92
États consolidés des variations des capitaux propres.....	68	NOTE 17	Autres passifs.....	94
<b>Notes annexes</b>		NOTE 18	Actions ordinaires.....	95
NOTE 1 Description des activités.....	69	NOTE 19	Bénéfice par action ordinaire.....	95
NOTE 2 Réglementation.....	70	NOTE 20	Actions privilégiées.....	95
NOTE 3 Sommaire des principales méthodes comptables.....	74	NOTE 21	Cumul des autres éléments de bénéfice global.....	97
NOTE 4 Futures prises de position faisant autorité en comptabilité.....	80	NOTE 22	Régimes de rémunération fondée sur des actions.....	98
NOTE 5 Information sectorielle.....	80	NOTE 23	Cession.....	100
NOTE 6 Produits.....	82	NOTE 24	Autres produits, montant net.....	101
NOTE 7 Débiteurs et autres actifs courants.....	83	NOTE 25	Impôt sur le résultat.....	101
NOTE 8 Stocks.....	83	NOTE 26	Avantages du personnel futurs.....	103
NOTE 9 Actifs et passifs réglementaires.....	84	NOTE 27	Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie.....	108
		NOTE 28	Juste valeur des instruments financiers et gestion du risque.....	108
		NOTE 29	Engagements et éventualités.....	112

## RAPPORT DE LA DIRECTION SUR LE CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

La direction de Fortis Inc. et de ses filiales (la « Société ») est responsable de l'établissement et du maintien d'un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière de la Société (le « CIIF »). Le CIIF de la Société est un processus conçu par le président et chef de la direction (le « chef de la direction ») et la vice-présidente directrice et chef des finances (le « chef des finances ») de la Société, ou sous leur supervision, et mis en application par le conseil d'administration, la direction et le personnel de la Société pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de la publication de l'information financière conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique. En raison de ses limites inhérentes, le CIIF pourrait ne pas prévenir ni détecter certaines anomalies. De plus, toute prévision du résultat d'une évaluation de l'efficacité sur des périodes futures est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

La direction de la Société, y compris son chef de la direction et son chef des finances, a évalué l'efficacité du CIIF de la Société au 31 décembre 2019, d'après les critères énoncés dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission. Compte tenu de son évaluation, la direction a conclu qu'au 31 décembre 2019, le CIIF de la Société était efficace.

Le CIIF de la Société a été audité au 31 décembre 2019 par Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l., cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant, qui a également audité les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2019. Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l. a émis une opinion sans réserve pour ces deux audits.

Le 12 février 2020



**Barry V. Perry**

Le président et chef de la direction, Fortis Inc.

St. John's, Canada



**Jocelyn H. Perry**

La vice-présidente directrice, chef des finances, Fortis Inc.

## RAPPORT DU CABINET D'EXPERTS-COMPTABLES INSCRIT INDÉPENDANT

À l'intention des actionnaires et du conseil d'administration de Fortis Inc.

### Opinion sur les états financiers

Nous avons effectué l'audit des bilans consolidés ci-joints de Fortis Inc. et ses filiales (la « Société ») aux 31 décembre 2019 et 2018, et les états consolidés du résultat net, les états consolidés du résultat global, les tableaux consolidés des flux de trésorerie et les états consolidés des variations des capitaux propres connexes pour chacun des exercices compris dans la période de deux ans close le 31 décembre 2019 ainsi que les notes y afférentes (appelés collectivement les « états financiers »). À notre avis, les états financiers donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la Société aux 31 décembre 2019 et 2018, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de deux ans close le 31 décembre 2019 conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique.

Nous avons également audité le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société au 31 décembre 2019 conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis) (« PCAOB »), selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission et nous avons exprimé dans notre rapport daté du 12 février 2020 une opinion sans réserve sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société.

### Fondement de l'opinion

La responsabilité des présents états financiers incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers de la Société sur la base de nos audits. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et nous sommes tenus d'être indépendants de la Société au sens des lois fédérales sur les valeurs mobilières des États-Unis et des règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué nos audits conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons les audits de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers ne comportent pas d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Nos audits impliquent la mise en œuvre de procédures en vue d'évaluer les risques que les états financiers comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, et la mise en œuvre de procédures pour répondre à ces risques. Ces procédures comprennent le contrôle par sondages d'éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers. Nos audits comportent également l'appréciation des méthodes comptables retenues et des estimations importantes faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers. Nous estimons que nos audits constituent un fondement raisonnable à notre opinion.

### Éléments critiques de l'audit

Les éléments critiques de l'audit présentés plus loin sont des questions qui ont été soulevées lors de l'audit des états financiers de la période considérée, qui ont été communiquées ou qui devaient être communiquées au comité d'audit, et qui 1) sont liées à des comptes ou à des informations significatifs au regard des états financiers et 2) ont nécessité l'exercice d'un jugement particulièrement complexe ou subjectif de notre part. La communication d'éléments critiques de l'audit ne modifie aucunement notre opinion sur les états financiers, dans leur ensemble, et en présentant les éléments critiques de l'audit suivants, nous ne fournissons pas d'opinions distinctes sur les éléments critiques de l'audit ni sur les comptes ou les informations à fournir auxquels ils se rapportent.

#### Évaluation de la dépréciation du goodwill – Se reporter aux notes 3 et 13 des états financiers

##### Description de l'élément critique de l'audit

La Société évalue la dépréciation du goodwill sur une base annuelle et lorsque des événements ou des changements indiquent que la juste valeur d'une unité d'exploitation pourrait être inférieure à sa valeur comptable. La direction a déterminé qu'aucune dépréciation n'a été comptabilisée à l'issue de l'évaluation annuelle courante.

La direction procède à l'évaluation au moyen de l'approche par le résultat qui repose sur des estimations et hypothèses sous-jacentes comportant divers degrés d'incertitude. Celles qui comportent le degré le plus élevé de subjectivité et l'incidence la plus importante sont les taux de croissance et d'actualisation supposés. L'audit de ces estimations et de ces hypothèses nécessite un degré élevé de jugement et un travail d'audit plus étendu, notamment le recours à un spécialiste de la juste valeur.

##### Façon dont l'élément critique de l'audit a été traité dans le cadre de l'audit

Nos procédures d'audit portant sur les taux de croissance et les taux d'actualisation utilisés par la direction pour estimer la juste valeur des unités d'exploitation incluent notamment :

- L'évaluation de l'efficacité des contrôles à l'égard de la juste valeur estimée des unités d'exploitation, y compris l'examen et l'approbation des taux de croissance et des taux d'actualisation choisis par la direction.
- L'évaluation de la capacité de la direction à prévoir le taux de croissance avec exactitude en :
  - Évaluant la méthodologie utilisée par la direction pour déterminer le taux de croissance;
  - Comparant les hypothèses de la direction aux données historiques et aux tendances du marché disponibles.
- L'évaluation du caractère raisonnable du taux d'actualisation avec l'aide du spécialiste de la juste valeur :
  - En testant les informations sources qui sous-tendent la détermination du taux d'actualisation;
  - En établissant une fourchette d'estimations indépendantes et en les comparant au taux d'actualisation choisi par la direction.

### *Incidence de la réglementation des tarifs sur les états financiers – Se reporter aux notes 2, 3 et 9 des états financiers*

#### *Description de l'élément critique de l'audit*

Les entreprises de services publics réglementés de la Société sont assujetties à un contrôle de la réglementation des tarifs et du bénéfice annuel de la part des autorités de réglementation fédérales, étatiques et provinciales dont la compétence s'étend aux États-Unis et au Canada. Les tarifs et le bénéfice connexe des entreprises de services publics réglementés de la Société sont calculés d'après la réglementation fondée sur le coût du service, parfois au moyen de mécanismes de tarification axée sur le rendement. La réglementation des tarifs repose sur le recouvrement intégral de manière prudente des coûts engagés et sur un taux de rendement des capitaux propres ordinaires (« RCP ») ou un taux de rendement des actifs sur la base tarifaire (« RAB ») raisonnable. Les décisions réglementaires peuvent avoir une incidence sur le recouvrement opportun des coûts et le RCP ou le RAB approuvé par l'autorité de réglementation. La comptabilisation des aspects économiques de la réglementation des tarifs a une incidence sur plusieurs postes et informations à fournir dans les états financiers, notamment les immobilisations corporelles, les actifs et passifs réglementaires, les produits et charges d'exploitation, l'impôt sur le résultat et la dotation à l'amortissement.

Nous avons identifié l'incidence de la réglementation des tarifs comme un élément critique de l'audit en raison d'importants jugements posés par la direction afin d'étayer ses assertions au sujet des soldes de comptes et des informations à fournir touchés et le degré élevé de subjectivité nécessaire pour évaluer l'incidence potentielle des ordonnances réglementaires futures sur les états financiers. La direction pose des jugements au moment d'évaluer la probabilité du recouvrement des coûts engagés ou d'un remboursement aux clients dans le cadre d'un processus d'établissement des tarifs. Bien que les entreprises de services publics réglementés de la Société aient indiqué qu'elles s'attendent à recouvrer les coûts de leurs clients à même les tarifs réglementés, il existe un risque que l'autorité de réglementation respective n'approuvera pas le recouvrement intégral des coûts engagés ni un RCP ou un RAB raisonnable. L'audit de ces questions exige de poser un jugement particulièrement subjectif et de posséder des connaissances comptables spécialisées sur la réglementation des tarifs en raison des complexités inhérentes propres aux différents territoires concernés.

#### *Façon dont l'élément critique de l'audit a été traité dans le cadre de l'audit*

Nos procédures d'audit liées à la probabilité de recouvrement des coûts engagés ou d'un remboursement auprès des clients dans le cadre du processus d'établissement des tarifs incluent, mais sans s'y limiter, ce qui suit :

- L'évaluation de l'efficacité des contrôles à l'égard de la surveillance et de l'évaluation de l'évolution réglementaire pouvant avoir une incidence sur la probabilité de recouvrement des coûts à même les tarifs futurs ou sur une baisse future des tarifs.
- L'examen des ordonnances, des lois et des interprétations réglementaires pertinentes ainsi que des notes de procédures, des documents déposés par les entreprises de services publics et les intervenants ainsi que d'autres informations publiées en vue de déterminer la probabilité du recouvrement à même les tarifs futurs ou d'une baisse future des tarifs et la capacité à réaliser un RCP ou un RAB raisonnable.
- Pour les questions réglementaires en cours, l'inspection des documents déposés par les entreprises de services publics réglementés afin de déterminer s'ils contiennent des éléments probants qui pourraient contredire les assertions de la direction. Nous avons obtenu une analyse de la part de la direction ainsi que des lettres des conseillers juridiques internes et externes, au besoin, concernant le recouvrement des coûts ou une baisse future des tarifs.
- L'évaluation des informations présentées par la Société sur l'incidence de la réglementation des tarifs, y compris les soldes comptabilisés et l'évolution réglementaire.

*Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l.*

#### **Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l.**

Comptables professionnels agréés

St, John's, Canada

Le 12 février 2020

Nous agissons en tant qu'auditeur de la Société depuis 2017.

## RAPPORT DU CABINET D'EXPERTS-COMPTABLES INSCRIT INDÉPENDANT

À l'intention des actionnaires et du conseil d'administration de Fortis Inc.

### Opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Nous avons audité le contrôle interne à l'égard de l'information financière de Fortis Inc. et ses filiales (la « Société ») au 31 décembre 2019, d'après les critères énoncés dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (« COSO »). À notre avis, la Société maintenait, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2019, d'après les critères énoncés dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le COSO.

Nous avons également audité les états financiers consolidés de la Société au 31 décembre 2019 et pour l'exercice clos à cette date conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis) (« PCAOB »), et nous avons exprimé dans notre rapport daté du 12 février 2020 une opinion sans réserve sur ces états financiers.

### Fondement de l'opinion

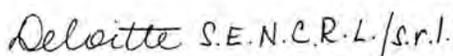
La responsabilité du maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière et de l'évaluation de l'efficacité de ce contrôle, évaluation incluse dans le Rapport sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière, qui se trouve ci-joint, incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société sur la base de notre audit. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et nous sommes tenus d'être indépendants de la Société au sens des lois fédérales sur les valeurs mobilières des États-Unis et des règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons réalisé notre audit selon les normes du PCAOB. Ces normes exigent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable qu'un contrôle interne à l'égard de l'information financière efficace était maintenu, dans tous ses aspects significatifs. Notre audit a comporté l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, une évaluation du risque de l'existence d'une faiblesse significative, des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne en fonction de notre évaluation du risque, ainsi que la mise en œuvre des autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances. Nous croyons que notre audit fournit un fondement raisonnable à notre opinion.

### Définition et limites du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société est un processus conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Il comprend les politiques et procédures qui : 1) concernent la tenue de dossiers suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des opérations et des cessions d'actifs de la société; 2) fournissent une assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus, et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration; 3) fournissent une assurance raisonnable concernant la prévention ou la détection à temps de toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée d'actifs de la société qui pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers.

En raison de ses limites inhérentes, le contrôle interne à l'égard de l'information financière pourrait ne pas prévenir ni détecter les inexactitudes. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures comporte le risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.



**Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l.**

Comptables professionnels agréés

St. John's, Canada

Le 12 février 2020

## BILANS CONSOLIDÉS

### FORTIS INC.

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)

	2019	2018
<b>ACTIF</b>		
<b>Actifs courants</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	370 \$	332 \$
Débiteurs et autres actifs courants (note 7)	1 297	1 357
Charges payées d'avance	88	84
Stocks (note 8)	394	398
Actifs réglementaires (note 9)	425	324
Actifs détenus en vue de la vente (note 23)	-	766
<b>Total des actifs courants</b>	<b>2 574</b>	<b>3 261</b>
Autres actifs (note 10)	620	552
Actifs réglementaires (note 9)	2 958	2 751
Immobilisations corporelles, montant net (note 11)	33 988	32 757
Immobilisations incorporelles, montant net (note 12)	1 260	1 200
Goodwill (note 13)	12 004	12 530
<b>Total de l'actif</b>	<b>53 404 \$</b>	<b>53 051 \$</b>
<b>PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>		
<b>Passifs courants</b>		
Emprunts à court terme (note 15)	512 \$	60 \$
Créditeurs et autres passifs courants (note 14)	2 378	2 289
Passifs réglementaires (note 9)	572	656
Tranche courante de la dette à long terme (note 15)	690	926
Tranche courante des contrats de location-financement (note 16)	24	252
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente (note 23)	-	69
<b>Total des passifs courants</b>	<b>4 176</b>	<b>4 252</b>
Autres passifs (note 17)	1 446	1 138
Passifs réglementaires (note 9)	2 786	2 970
Impôt différé (note 25)	2 969	2 686
Dette à long terme (note 15)	21 501	23 159
Contrats de location-financement (note 16)	413	390
<b>Total du passif</b>	<b>33 291</b>	<b>34 595</b>
Engagements et éventualités (note 29)		
<b>Capitaux propres</b>		
Actions ordinaires (note 18) <sup>1</sup>	13 645	11 889
Actions privilégiées (note 20)	1 623	1 623
Surplus d'apport	11	11
Cumul des autres éléments du résultat global (note 21)	336	928
Bénéfices non distribués	2 916	2 082
Capitaux propres	18 531	16 533
Participations ne donnant pas le contrôle	1 582	1 923
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>20 113</b>	<b>18 456</b>
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>53 404 \$</b>	<b>53 051 \$</b>

<sup>1)</sup> Sans valeur nominale : nombre illimité d'actions autorisées; 463,3 millions et 428,5 millions d'actions émises et en circulation aux 31 décembre 2019 et 2018, respectivement.

Voir les notes annexes.

Approuvés au nom du conseil d'administration



**Douglas J. Haughey,**  
Administrateur



**Tracey C. Ball,**  
Administratrice

## ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT NET

### FORTIS INC.

Pour les exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)

	2019	2018
<b>Produits</b> (note 6)	<b>8 783 \$</b>	8 390 \$
<b>Charges</b>		
Coûts de l'approvisionnement énergétique	2 520	2 495
Charges d'exploitation	2 452	2 287
Amortissements	1 350	1 243
<b>Total des charges</b>	<b>6 322</b>	6 025
Profit sur cession (note 23)	577	-
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>3 038</b>	2 365
Autres produits, montant net (note 24)	138	60
Charges financières	1 035	974
<b>Bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat</b>	<b>2 141</b>	1 451
Charge d'impôt sur le résultat (note 25)	289	165
<b>Bénéfice net</b>	<b>1 852 \$</b>	1 286 \$
<b>Bénéfice net attribuable aux :</b>		
Participations ne donnant pas le contrôle	130 \$	120 \$
Actionnaires privilégiés	67	66
Actionnaires ordinaires	1 655	1 100
	<b>1 852 \$</b>	1 286 \$
<b>Bénéfice par action ordinaire</b> (note 19)		
De base	<b>3,79 \$</b>	2,59 \$
Dilué	<b>3,78 \$</b>	2,59 \$

Voir les notes annexes.

## ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

### FORTIS INC.

Pour les exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)

	2019	2018
<b>Bénéfice net</b>	<b>1 852 \$</b>	1 286 \$
<b>Autres éléments (de perte globale) de bénéfice global</b>		
(Pertes) profits de change latent(e)s, déduction faite des activités de couverture et (de la charge) de l'économie d'impôt sur le résultat de (13) millions \$ et de 11 millions \$, respectivement	<b>(660)</b>	985
Autres, déduction faite de l'économie (de la charge) d'impôt sur le résultat de 5 millions \$ et de (2) millions \$, respectivement	<b>(7)</b>	6
	<b>(667)</b>	991
<b>Bénéfice global</b>	<b>1 185 \$</b>	2 277 \$
<b>Bénéfice global attribuable aux :</b>		
Participations ne donnant pas le contrôle	55 \$	244 \$
Actionnaires privilégiés	67	66
Actionnaires ordinaires	1 063	1 967
	<b>1 185 \$</b>	2 277 \$

Voir les notes annexes.

## TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

### FORTIS INC.

Pour les exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)

	2019	2018
<b>Activités d'exploitation</b>		
Bénéfice net	<b>1 852 \$</b>	1 286 \$
Ajustements afin de rapprocher le bénéfice net et les flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation :		
Amortissement – immobilisations corporelles	<b>1 199</b>	1 107
Amortissement – immobilisations incorporelles	<b>125</b>	106
Amortissement – autres	<b>26</b>	30
Charge d'impôt différé (note 25)	<b>247</b>	136
Composante capitaux propres de la provision pour fonds utilisés pendant la construction (note 24)	<b>(74)</b>	(64)
Profit sur cession (note 23)	<b>(583)</b>	–
Autres	<b>145</b>	92
Variation des actifs et des passifs réglementaires à long terme	<b>(106)</b>	13
Variation du fonds de roulement (note 27)	<b>(168)</b>	(102)
<b>Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation</b>	<b>2 663</b>	2 604
<b>Activités d'investissement</b>		
Dépenses d'investissement – immobilisations corporelles	<b>(3 499)</b>	(3 032)
Dépenses d'investissement – immobilisations incorporelles	<b>(221)</b>	(186)
Apports sous forme d'aide à la construction	<b>102</b>	106
Produit de la cession (note 23)	<b>995</b>	–
Autres	<b>(145)</b>	(140)
<b>Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement</b>	<b>(2 768)</b>	(3 252)
<b>Activités de financement</b>		
Produit de la dette à long terme, déduction faite des frais d'émission (note 15)	<b>937</b>	1 566
Remboursements de la dette à long terme, déduction faite des coûts liés à l'extinction de la dette, et contrats de location-financement	<b>(1 676)</b>	(563)
Emprunts sur les facilités de crédit confirmées	<b>5 892</b>	5 666
Remboursements sur les facilités de crédit confirmées	<b>(6 290)</b>	(5 523)
Variation des emprunts à court terme, montant net	<b>472</b>	38
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des coûts et des dividendes réinvestis (note 18)	<b>1 442</b>	34
Dividendes		
Actions ordinaires, déduction faite des dividendes réinvestis	<b>(494)</b>	(459)
Actions privilégiées	<b>(67)</b>	(66)
Versement de dividendes de filiales aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	<b>(73)</b>	(85)
Autres	<b>11</b>	36
<b>Flux de trésorerie provenant des activités de financement</b>	<b>154</b>	644
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	<b>(26)</b>	24
<b>Variation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>23</b>	20
Trésorerie et variation de la trésorerie associée aux actifs détenus en vue de la vente	<b>15</b>	(15)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	<b>332</b>	327
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice</b>	<b>370 \$</b>	332 \$
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie (note 27)		

Voir les notes annexes.

## ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

### FORTIS INC.

	<b>Actions ordinaires</b>	<b>Actions ordinaires</b>	<b>Actions privilégiées</b>	<b>Surplus d'apport</b>	<b>Cumul des autres éléments de résultat net</b>	<b>Bénéfices non distribués</b>	<b>Participations ne donnant pas le contrôle</b>	<b>Total des capitaux propres</b>
<i>Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018 (en millions de dollars canadiens, sauf le nombre d'actions)</i>	<i>(en millions)</i>	<i>(note 18)</i>	<i>(note 20)</i>		<i>(note 21)</i>			
Au 31 décembre 2018	<b>428,5</b>	<b>11 889 \$</b>	<b>1 623 \$</b>	<b>11 \$</b>	<b>928 \$</b>	<b>2 082 \$</b>	<b>1 923 \$</b>	<b>18 456 \$</b>
Bénéfice net	-	-	-	-	-	<b>1 722</b>	<b>130</b>	<b>1 852</b>
Autres éléments de perte globale	-	-	-	-	<b>(592)</b>	-	<b>(75)</b>	<b>(667)</b>
Actions ordinaires émises	<b>34,8</b>	<b>1 756</b>	-	<b>(5)</b>	-	-	-	<b>1 751</b>
Versement de dividendes de filiales aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	<b>(73)</b>	<b>(73)</b>
Dividendes déclarés sur actions ordinaires (1,855 \$ par action)	-	-	-	-	-	<b>(821)</b>	-	<b>(821)</b>
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	-	-	-	-	-	<b>(67)</b>	-	<b>(67)</b>
Cession (note 23)	-	-	-	-	-	-	<b>(318)</b>	<b>(318)</b>
Autres	-	-	-	<b>5</b>	-	-	<b>(5)</b>	-
<b>Au 31 décembre 2019</b>	<b>463,3</b>	<b>13 645 \$</b>	<b>1 623 \$</b>	<b>11 \$</b>	<b>336 \$</b>	<b>2 916 \$</b>	<b>1 582 \$</b>	<b>20 113 \$</b>
Au 31 décembre 2017	421,1	11 582 \$	1 623 \$	10 \$	61 \$	1 727 \$	1 746 \$	16 749 \$
Bénéfice net	-	-	-	-	-	1 166	120	1 286
Autres éléments de bénéfice global	-	-	-	-	867	-	124	991
Actions ordinaires émises	7,4	307	-	(1)	-	-	-	306
Versement de dividendes de filiales aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(85)	(85)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires (1,75 \$ par action)	-	-	-	-	-	(745)	-	(745)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	-	-	-	-	-	(66)	-	(66)
Autres	-	-	-	2	-	-	18	20
Au 31 décembre 2018	428,5	11 889 \$	1 623 \$	11 \$	928 \$	2 082 \$	1 923 \$	18 456 \$

Voir les notes annexes.

## 1. DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Fortis Inc. (« Fortis » ou la « Société ») est essentiellement une société de portefeuille nord-américaine de services publics réglementés d'électricité et de gaz. Les entités au sein des secteurs à présenter qui suivent fonctionnent sur une base essentiellement autonome.

### Entreprises de services publics réglementés

#### *ITC*

Entreprise qui englobe ITC Investment Holdings Inc., ITC Holdings Corp., et les activités de transport d'électricité de ses filiales réglementées en exploitation, dont International Transmission Company (« ITCTransmission »), Michigan Electric Transmission Company, LLC (« METC »), ITC Midwest LLC (« ITC Midwest ») et ITC Great Plains, LLC. Fortis détient une participation de 80,1 % dans ITC et une société affiliée de GIC Private Limited détient une participation minoritaire de 19,9 %.

ITC possède et exploite des lignes de transport 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.

#### *UNS Energy*

Entreprise qui englobe UNS Energy Corporation, qui comprend principalement Tucson Electric Power Company (« TEP »), UNS Electric, Inc. (« UNS Electric ») et UNS Gas, Inc. (« UNS Gas »).

TEP, la plus importante filiale en exploitation d'UNS Energy, et UNS Electric sont des entreprises de services publics réglementés d'électricité intégrées verticalement. Elles produisent et transportent de l'électricité, qu'elles distribuent à des clients de détail dans le sud-est de l'Arizona, y compris dans la grande région métropolitaine de Tucson, dans le comté de Pima, de même que dans certaines zones du comté de Cochise et dans les comtés de Santa Cruz et de Mohave. TEP vend également de l'électricité à d'autres entités situées dans l'ouest des États-Unis. Ensemble, elles détiennent une capacité de production de 3 143 mégawatts (« MW »), y compris 59 MW de capacité de production d'énergie solaire. Plusieurs des actifs de production dans lesquels elles détiennent une participation sont détenus en propriété conjointe.

UNS Gas est une entreprise de services publics réglementés de distribution de gaz qui sert des clients de détail dans les comtés de Mohave, de Yavapai, de Coconino, de Navajo et de Santa Cruz, en Arizona.

#### *Central Hudson*

CH Energy Group, Inc., qui englobe principalement Central Hudson Gas & Electric Corporation. Central Hudson est une entreprise de services publics réglementés de transport et de distribution d'électricité et de gaz qui sert des parties de la région médiane de la vallée de l'Hudson dans l'État de New York. Elle détient une capacité de production hydroélectrique et alimentée au gaz totalisant 65 MW.

#### *FortisBC Energy*

Comprend FortisBC Energy Inc., la plus importante société réglementée de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique qui fournit des services de transport et de distribution dans plus de 135 communautés. FortisBC Energy achète du gaz naturel qui provient surtout de la région nord-est de la Colombie-Britannique et de l'Alberta, en vue de sa revente à la majeure partie de ses clients.

#### *FortisAlberta*

FortisAlberta Inc. est une entreprise de services publics réglementés de distribution d'électricité qui exerce ses activités dans une importante partie du sud et du centre de l'Alberta. La société ne fait pas la vente directe d'électricité.

#### *FortisBC Electric*

Comprend FortisBC Inc., entreprise de services publics réglementés d'électricité intégrée qui exerce ses activités dans la région intérieure sud de la Colombie-Britannique. Elle possède quatre centrales hydroélectriques dont la puissance combinée s'élève à 225 MW. La société fournit également des services d'exploitation, de maintenance et de gestion relativement à cinq centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique appartenant à des tiers.

#### *Autres entreprises d'électricité*

Comprennent les entreprises de services publics de l'est du Canada et des Caraïbes suivantes : Newfoundland Power Inc. (« Newfoundland Power »); Maritime Electric Company, Limited (« Maritime Electric »); FortisOntario Inc. (« FortisOntario »); une participation en actions de 39 % dans Wataynikaneyap Power Limited Partnership (la « société en commandite Wataynikaneyap ») (note 10); une participation donnant le contrôle d'environ 60 % dans Caribbean Utilities Company, Ltd. (« Caribbean Utilities »); FortisTCL Limited et Turks and Caicos Utilities Limited (collectivement « FortisTCL »); et une participation en actions de 33 % dans Belize Electricity Limited (« Belize Electricity ») (note 10).

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

### 1. DESCRIPTION DES ACTIVITÉS (suite)

#### Entreprises de services publics réglementés (suite)

##### Autres entreprises d'électricité (suite)

Newfoundland Power est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité de la partie insulaire de Terre-Neuve-et-Labrador, avec une capacité de production de 143 MW, dont 97 MW provient d'installations hydroélectriques. Maritime Electric est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard (« Î.-P.-É. »), avec une capacité de production sur l'Île de 140 MW. FortisOntario englobe trois entreprises de services publics réglementés d'électricité qui fournissent des services à des clients de Fort Erie, de Cornwall, de Gananoque, de Port Colborne et du district d'Algoma, en Ontario avec une capacité de production de 5 MW. La société en commandite Wataynikaneyap est un partenariat entre 24 collectivités des Premières Nations, Fortis et Algonquin Power & Utilities Corp., dont le mandat est de relier des collectivités des Premières Nations éloignées au réseau électrique de l'Ontario au moyen de l'installation de nouvelles lignes de transport.

En janvier 2019, Fortis a réduit sa participation en actions dans la société en commandite Wataynikaneyap, portant son pourcentage de participation de 49 % à 39 % afin de faciliter l'inclusion de deux autres collectivités des Premières Nations dans la société en commandite Wataynikaneyap.

Caribbean Utilities est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée et l'unique fournisseur d'électricité sur l'île Grand Caïman, grâce à sa capacité de production au diesel de 161 MW. FortisTCl comprend deux entreprises de services publics réglementés d'électricité intégrées qui fournissent de l'électricité dans certaines îles Turks et Caïcos et a une capacité de production au diesel de 91 MW. Belize Electricity est une entreprise de services publics d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité au Belize.

#### Activités non réglementées

##### Infrastructures énergétiques

Activités qui se composent des actifs de production visés par des contrats à long terme au Belize et de l'installation de stockage de gaz naturel Aitken Creek (« Aitken Creek ») en Colombie-Britannique. Les actifs de production au Belize se composent de trois centrales hydroélectriques d'une puissance combinée de 51 MW, détenues par Belize Electric Company Limited (« BECOL »), filiale indirecte entièrement détenue de la Société. La production est vendue à Belize Electricity en vertu de contrats d'achat d'électricité (« CAE ») de 50 ans. Fortis détient une participation indirecte de 93,8 % dans Aitken Creek, la participation restante étant détenue par BP Canada Energy Company. Aitken Creek est la seule installation de stockage souterrain de gaz en Colombie-Britannique, avec une capacité de 77 milliards de pieds cubes. Les actifs de production visés par des contrats à long terme en Colombie-Britannique, la centrale hydroélectrique pour l'expansion du barrage Waneta (l'« Expansion de Waneta »), ont été vendus le 16 avril 2019 (note 23).

##### Siège social et autres

Secteur qui permet de saisir les charges et les produits qui ne sont pas précisément liés à un secteur à présenter, de même que les activités qui se trouvent sous le seuil requis aux fins de la présentation de l'information sectorielle, y compris les charges nettes du siège social de Fortis.

## 2. RÉGLEMENTATION

### Généralités

Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés de la Société est calculé d'après la réglementation fondée sur le coût du service, parfois au moyen de mécanismes de tarification axée sur le rendement (« TAR »).

En vertu de la réglementation fondée sur le coût du service, les autorités de réglementation établissent les tarifs facturés aux clients de façon à permettre un recouvrement raisonnable, en temps opportun, des coûts de prestation estimatifs du service, y compris un taux de rendement juste selon une structure du capital réglementaire réputée ou ciblée appliquée à la valeur de l'actif réglementaire autorisée (« base tarifaire »). Selon les mécanismes de TAR, des formules sont généralement appliquées pour tenir compte de l'inflation et des améliorations présumées de la productivité pour une durée déterminée.

La capacité de recouvrer de manière prudente les coûts engagés dans la prestation des services et de réaliser le taux de rendement des capitaux propres ordinaires (« RCP ») ou le taux de rendement des actifs sur la base tarifaire (« RAB »), approuvés par l'autorité de réglementation, pourrait dépendre de la réalisation des prévisions établies dans les processus d'établissement des tarifs. Il peut y avoir différents degrés de décalage attribuables à la réglementation entre le moment où les coûts sont engagés et celui où ils sont reflétés dans les tarifs facturés aux clients.

Les entreprises de services publics réglementés de la Société sont autorisées, le cas échéant, par leurs autorités de réglementation respectives, à transférer aux clients, sans majoration, le coût du gaz naturel, du combustible ou de l'électricité acheté au moyen des tarifs de base facturés aux clients ou à utiliser des mécanismes de stabilisation tarifaire et d'autres mécanismes (note 9).

### ITC

ITC est réglementée par la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») en vertu de la *Federal Power Act* (États-Unis). Les tarifs sont fixés annuellement à l'aide du modèle de tarifs fondés sur les coûts approuvé par la FERC et demeurent en vigueur pendant un an, ce qui permet de recouvrer les coûts en temps opportun. Un mécanisme d'ajustement annuel compare les besoins en produits réels et le montant des produits facturés et tout écart est pris en compte et reflété dans les tarifs futurs des deux années subséquentes. Les tarifs établis selon la formule n'ont pas à être approuvés annuellement par la FERC, bien qu'ils puissent faire l'objet d'une contestation juridique par les clients auprès de la FERC. Le RCP autorisé d'ITC a varié de 9,88 % à un RCP maximal de 12,24 % compte tenu des suppléments incitatifs appliqués à une structure du capital comprenant 60 % de capitaux propres ordinaires pour 2019 et 2018, reflétant l'incidence d'une ordonnance de novembre 2019 dont il est question ci-dessous au paragraphe « *Plaintes relatives au RCP* ».

### **Plainte relative aux suppléments incitatifs**

En avril 2018, une plainte a été déposée par un tiers auprès de la FERC, laquelle remettait en question les suppléments incitatifs au titre de l'indépendance inclus dans les tarifs de transport facturés par ITC Transmission, METC et ITC Midwest (collectivement les « filiales d'ITC membres de MISO »), qui exercent leurs activités dans la région de Midcontinent Independent System Operator (« MISO »). Le supplément permettait une majoration maximale de 0,50 % ou de 1,00 % du RCP autorisé, sous réserve de tout plafond au titre du rendement des capitaux propres fixé par la FERC. En octobre 2018, la FERC a rendu une ordonnance imposant la réduction des suppléments à 0,25 % à compter du 20 avril 2018. Cela a entraîné une réduction de 0,25 % du RCP par rapport à la majoration d'approximativement 0,50 % que ITC tirait des tarifs précédemment approuvés par la FERC. ITC a commencé à refléter le supplément de 0,25 % dans les tarifs de transport en novembre 2018. Les filiales d'ITC membres de MISO ont cherché à obtenir une nouvelle audience à l'égard de cette ordonnance en 2018, demande qui a été refusée par la FERC. En septembre 2019, les filiales d'ITC membres de MISO ont interjeté appel devant le tribunal d'appel américain. Le règlement final de cette question ne devrait pas avoir d'incidence importante sur le bénéfice ou les flux de trésorerie de la Société.

### **Plaintes relatives au RCP**

Deux plaintes de propriétaires tiers ont demandé à ce que le RCP de base pour les propriétaires de lignes de transport membres de MISO, y compris les filiales d'ITC membres de MISO, ne soit plus considéré comme juste ou raisonnable. Les plaintes couvrent deux périodes consécutives de 15 mois allant de novembre 2013 à février 2015 (la « période initiale de remboursement » ou la « plainte initiale ») et de février 2015 à mai 2016 (la « deuxième période de remboursement » ou la « deuxième plainte »).

En juin 2016, le juge administratif en chef a rendu une première décision à l'égard de la deuxième plainte, laquelle recommandait un RCP de base de 9,70 % ainsi qu'un RCP maximal de 10,68 % compte tenu des suppléments incitatifs. En attendant une ordonnance de la FERC, un passif réglementaire estimé de 206 millions \$ (151 millions \$ US) a été comptabilisé au 31 décembre 2018 en fonction de la première décision rendue par le juge administratif en chef (note 9).

En septembre 2016, la FERC a émis une ordonnance portant sur l'établissement d'un RCP de base pour la période initiale de remboursement de 10,32 %, soit une baisse par rapport à 12,38 %, ainsi que d'un RCP maximal de 11,35 % compte tenu des suppléments incitatifs. Ces tarifs se sont appliqués prospectivement à compter de septembre 2016 jusqu'à ce qu'un RCP autorisé ait été appliqué pour la deuxième période de remboursement. Le montant total du remboursement lié à la plainte initiale découlant de l'ordonnance de la FERC émise en septembre 2016 se chiffrait à 158 millions \$ (118 millions \$ US), y compris les intérêts, et a été payé en 2017.

En novembre 2019, la FERC a rendu une décision concernant les plaintes relatives au RCP déposées par ITC (« l'ordonnance de novembre 2019 de la FERC ») qui a établi, en réponse à la plainte initiale, un RCP de base de 9,88 % s'appliquant à partir de septembre 2016 et pouvant atteindre un maximum de 12,24 % compte tenu des suppléments incitatifs. La FERC a également rejeté la deuxième plainte ce qui s'est traduit par un RCP de 12,38 % pour cette période compte tenu des suppléments incitatifs sans remboursement requis. En outre, en l'absence d'une plainte relative au RCP pour la période allant de mai 2016 à septembre 2016, le RCP pour cette période est demeuré à 12,38 % compte tenu des suppléments incitatifs sans remboursement requis. Les entreprises de services publics réglementés de la zone couverte par MISO, y compris ITC, ont cherché à obtenir une nouvelle audience à l'égard de cette ordonnance, car selon eux, celle-ci ne leur permettra pas de réaliser un taux de rendement raisonnable. En janvier 2020, la FERC a émis une ordonnance acceptant la tenue d'une nouvelle audience pour mieux étudier la question et prolongeant ainsi sa période d'examen.

Au 31 décembre 2019, un passif réglementaire de 91 millions \$ (70 millions \$ US) a été comptabilisé relativement à l'incidence de l'ordonnance de novembre 2019 de la FERC à l'égard de la période initiale de remboursement ainsi que de la période allant de septembre 2016 à décembre 2019 (note 9). De plus, le passif réglementaire de 206 millions \$ (151 millions \$ US) au 31 décembre 2018 (note 9) lié à la deuxième plainte a fait l'objet d'une reprise en 2019. L'incidence nette de l'ordonnance de novembre 2019 de la FERC a entraîné une hausse des produits et une baisse de la charge d'intérêts, ce qui a donné lieu à une augmentation du bénéfice net de 79 millions \$, la quote-part de Fortis s'étant élevée à 63 millions \$. L'incidence favorable comprenait : i) un montant de 83 millions \$ lié à la reprise nette des passifs constitués au cours des périodes précédentes, partiellement contrebalancée par ii) un montant de 20 millions \$ lié à l'incidence de 2019 d'une baisse du RCP.

En fonction de la décision rendue à l'issue de la nouvelle audience accordée par la FERC, il est possible que des modifications significatives doivent être apportées au RCP et aux remboursements par rapport aux montants comptabilisés en 2019.

### **Avis**

En mars 2019, la FERC a émis un avis visant à recueillir des commentaires sur la nécessité d'améliorer la politique d'incitation liée au transport d'électricité et, le cas échéant, la façon de procéder. L'issue pourrait avoir une incidence sur les suppléments incitatifs existants inclus dans les tarifs de transport facturés par les propriétaires de lignes de transport, dont ITC. Également en mars 2019, la FERC a émis un deuxième avis visant à recueillir des commentaires sur la nécessité de modifier les récentes politiques relatives à la détermination du RCP de base pour les services publics d'électricité et, le cas échéant, la façon de procéder. La période de commentaires pour les deux avis est terminée. L'issue pourrait avoir une incidence sur le RCP futur et les suppléments incitatifs futurs d'ITC.

### **UNS Energy**

UNS Energy est réglementée par l'Arizona Corporation Commission (« ACC ») et certaines de ses activités sont assujetties à la réglementation de la FERC en vertu de la *Federal Power Act* (États-Unis). UNS Energy utilise une année témoin historique afin d'établir les tarifs de détail pour l'électricité et le gaz naturel.

Les tarifs de TEP reflètent un RCP autorisé de 9,75 % appliqué sur une structure du capital comprenant approximativement 50 % de capitaux propres ordinaires. Depuis le 1<sup>er</sup> août 2016, les tarifs d'UNS Electric reflètent un RCP autorisé de 9,5 % appliqué sur une structure du capital comprenant 52,8 % de capitaux propres ordinaires. Depuis le 1<sup>er</sup> mai 2012, les tarifs d'UNS Gas reflètent un RCP autorisé de 9,75 % appliqué sur une structure du capital comprenant 50,8 % de capitaux propres ordinaires.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

### 2. RÉGLEMENTATION (suite)

#### UNS Energy (suite)

##### *Demande tarifaire générale*

En avril 2019, TEP a déposé une demande tarifaire générale auprès de l'ACC prévoyant une augmentation des produits non liés au combustible de 99 millions \$ US, qui entrerait en vigueur le 1<sup>er</sup> mai 2020 et proposerait des tarifs d'électricité établis sur la base de 2018, soit l'année témoin historique. Le témoignage des intervenants relativement à la demande de besoins en produits de TEP et de mécanisme de tarification a été déposé en octobre 2019. L'application, ajustée pour tenir compte du témoignage contraire déposé par TEP en novembre 2019, contient une demande visant à faire passer le RCP autorisé de TEP de 9,75 % à 10,00 % et à faire passer la composante capitaux propres de sa structure du capital de 50 % à 53 %, selon une base tarifaire de 2,7 milliards \$ US. Les audiences devant le juge administratif en chef ont commencé en janvier 2020 et une décision est attendue au milieu de 2020.

#### Central Hudson

Central Hudson est régie par la Public Service Commission (« PSC ») de l'État de New York et certaines de ses activités sont assujetties à la réglementation de la FERC en vertu de la *Federal Power Act* (États-Unis). Central Hudson utilise une année témoin future pour établir les tarifs.

Aux termes d'une entente de règlement tarifaire triennale découlant d'une demande tarifaire générale déposée en 2017, les tarifs de Central Hudson reflètent un RCP autorisé de 8,8 % appliqué sur une structure du capital comprenant 48 %, 49 % et 50 % de capitaux propres ordinaires à compter des 1<sup>er</sup> juillet 2018, 2019 et 2020, respectivement. Auparavant, depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2015, le RCP autorisé de Central Hudson s'établissait à 9,0 % appliqué sur une structure du capital comprenant 48 % de capitaux propres ordinaires.

Central Hudson est également assujettie à un mécanisme de partage des bénéfices, selon lequel l'entreprise et ses clients se partagent en parts égales le bénéfice entre 50 et 100 points de base au-dessus du RCP autorisé. Si le bénéfice est supérieur, il est essentiellement transféré aux clients.

#### FortisBC Energy et FortisBC Electric

FortisBC Energy et FortisBC Electric sont régies par la British Columbia Utilities Commission (« BCUC ») en vertu de la *Utilities Commission Act* (Colombie-Britannique) et sont assujetties aux régimes de TAR pluriannuels, selon lesquels les besoins en produits initiaux sont d'abord établis et utilisés pour fixer les tarifs initiaux. Par la suite, un calcul prescrit est appliqué chaque année aux tarifs de l'année précédente en vue d'établir les nouveaux tarifs pour le reste de la période pluriannuelle.

Les régimes de TAR pour la plus récente durée allant de 2014 à 2019 tiennent compte de mécanismes incitatifs d'amélioration de l'efficacité pour les charges d'exploitation et les dépenses d'investissement. Les charges d'exploitation et de maintenance et les dépenses d'investissement de base pour la durée des régimes de TAR font l'objet d'une formule incitative qui tient compte des coûts marginaux dus à l'inflation et de la moitié de la croissance de la clientèle moins un facteur d'ajustement fixe appliqué chaque année selon la productivité de 1,1 % pour FortisBC Energy et de 1,03 % pour FortisBC Electric. Les régimes de TAR approuvés comportent en outre un partage en parts égales des écarts par rapport aux charges d'exploitation et de maintenance et aux dépenses d'investissement estimées d'après une formule sur la durée des régimes de TAR, et certaines mesures de la qualité des services conçues pour garantir que FortisBC Energy et FortisBC Electric maintiennent les services à des niveaux déterminés.

FortisBC Energy a été désignée par la BCUC à titre d'entreprise de services publics de référence en Colombie-Britannique, et depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, ses tarifs reflètent un RCP autorisé de 8,75 % et une structure du capital comprenant 38,5 % de capitaux propres ordinaires. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, les tarifs de FortisBC Electric reflètent un RCP autorisé de 9,15 % appliqué à une structure du capital comprenant 40 % de capitaux propres ordinaires.

En mars 2019, FortisBC Energy et FortisBC Electric ont déposé des demandes auprès de la BCUC visant l'approbation d'un plan pluriannuel d'établissement des tarifs et d'une méthode tarifaire selon la TAR pour une durée allant de 2020 à 2024. Une décision est attendue au milieu de 2020.

#### FortisAlberta

FortisAlberta est régie par l'*Alberta Utilities Commission* (AUC), en vertu de l'*Electric Utilities Act* (Alberta), de la *Public Utilities Act* (Alberta), de la *Hydro and Electric Energy Act* (Alberta) et de l'*Alberta Utilities Commission Act* (Alberta). FortisAlberta est assujettie à des régimes de TAR pluriannuels pour les années 2018 à 2022, selon lesquels les besoins en produits initiaux sont d'abord établis et utilisés pour fixer les tarifs initiaux. Par la suite, un calcul prescrit est appliqué chaque année aux tarifs de l'année précédente en vue d'établir les nouveaux tarifs pour le reste de la période pluriannuelle.

Les régimes de TAR comprennent des mécanismes de recouvrement ou de règlement des éléments désignés pour transfert direct aux clients (« facteur Y ») et le recouvrement de coûts rattachés aux dépenses d'investissement qui ne sont pas recouverts par la formule (« suivi du capital » ou « facteur K »). Ils comprennent également un facteur Z, une procédure de correction de la TAR et un mécanisme de report de l'efficacité. Le facteur Z permet de demander le recouvrement des coûts, sous réserve de certains seuils, attribuables à des événements importants imprévus. La procédure de correction de la TAR permet, sous réserve de certains seuils, de demander la révision du régime de TAR et un rajustement afin de pallier certains problèmes particuliers touchant sa conception ou son fonctionnement. Le mécanisme de report de l'efficacité comprend un incitatif d'efficacité qui fait en sorte que la Société peut continuer de tirer avantage des gains d'efficacité réalisés pendant la période d'application de la TAR, et ce, pendant deux ans après l'expiration de cette période.

Aux termes d'une instance liée au coût du capital générique conclue en 2018, les tarifs de FortisAlberta reflètent un RCP autorisé de 8,5 % appliqué sur une structure du capital composée à 37 % de capitaux propres ordinaires pour 2018–2020, soit un RCP inchangé par rapport à 2017.

### **Instance de fixation de la deuxième période d'application de la tarification axée sur le rendement**

L'AUC continue d'examiner les demandes réglementaires de changement de l'année de base des données prise en compte dans les tarifs en vertu de la TAR pour la période allant de 2018 à 2022, y compris les ajustements pour anomalie et les changements approuvés aux paramètres d'amortissement.

En janvier 2020, l'AUC a rendu deux décisions : i) la première confirmant que les changements aux paramètres d'amortissement seront intégrés aux mécanismes de financement additionnel et ii) la seconde établissant les nouveaux critères à l'égard des ajustements pour anomalie. Les entreprises de services publics réglementés assujetties à la TAR en Alberta ont le droit de déposer des études d'amortissement d'ici juillet 2020 et étaient dans l'obligation de signaler leur intention de déposer une demande à l'égard des ajustements pour anomalie au plus tard le 7 février 2020. FortisAlberta ne prévoit pas déposer une étude d'amortissement en 2020 et n'a pas signalé à l'AUC son intention de déposer une demande à l'égard des ajustements pour anomalie.

### **Instance liée au coût du capital générique**

En décembre 2018, l'AUC a amorcé une instance liée au coût du capital générique afin d'examiner la possibilité d'adopter une approche pour fixer le RCP autorisé qui soit fondée sur une formule, à compter de 2021, et de déterminer si des modifications de processus sont nécessaires pour établir la structure du capital pour les années durant lesquelles la formule du RCP sera en place. En avril 2019, l'AUC a déterminé qu'une approche traditionnelle, non fondée sur une formule, serait utilisée en 2021 pour l'évaluation du RCP et d'une structure du capital réputée, et que l'utilisation d'une approche fondée sur une formule serait envisagée pour la détermination du RCP autorisé pour 2022 et les exercices subséquents. Les preuves des experts ont été déposées en janvier 2020 et une audience est prévue en avril 2020. Une décision de l'AUC est attendue plus tard en 2020.

### **Demande tarifaire de 2018 auprès du gestionnaire de réseau indépendant de l'Alberta**

En septembre 2019, l'AUC a publié une décision portant notamment sur une proposition de modification de la façon dont la politique de l'Alberta Electric System Operator sur les apports des clients est appliquée aux propriétaires d'installations de distribution, comme FortisAlberta, et aux propriétaires de lignes de transport. La décision interdit à FortisAlberta de faire des investissements futurs aux termes de la politique et exige que les apports de clients non amortis d'environ 400 millions \$ au 31 décembre 2017, qui font partie de la base tarifaire de FortisAlberta, soient transférés au propriétaire de lignes de transport titulaire dans la zone de service de FortisAlberta.

En octobre 2019, FortisAlberta a déposé des preuves pour contester la décision rendue. La mise en œuvre de l'ordonnance a été suspendue et la décision est actuellement en examen auprès de l'AUC et devrait le demeurer tout au long du premier trimestre de 2020. L'issue de ce processus ainsi que son éventuelle incidence ne peuvent être déterminées à l'heure actuelle.

### **Autres entreprises d'électricité**

Newfoundland Power est régie par le Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities en vertu de la *Public Utilities Act* (Terre-Neuve-et-Labrador) et utilise une année témoin future pour établir les tarifs. Pour la période allant de 2019 à 2020, et à l'instar de 2018, les tarifs de Newfoundland Power reflètent un RCP autorisé de 8,5 % appliqué sur une structure du capital comprenant 45 % de capitaux propres ordinaires.

Maritime Electric est régie par la Island Regulatory and Appeals Commission en vertu des dispositions de la *Electric Power Act* (Î.-P.-É.), de la *Renewable Energy Act* (Î.-P.-É.) et de la *Electric Power (Electricity Rate-Reduction) Amendment Act* (Î.-P.-É.) et utilise une année témoin future pour établir les tarifs. Depuis le 1<sup>er</sup> mars 2019 et pour une période de trois ans, les tarifs de Maritime Electric reflètent un RCP autorisé de 9,35 % appliqué sur une structure du capital comprenant 40 % de capitaux propres ordinaires.

Les trois entreprises de services publics de FortisOntario sont régies par la Commission de l'énergie de l'Ontario en vertu des dispositions de la *Loi sur l'électricité* (Ontario) et de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* (Ontario). Deux des entreprises de services publics de FortisOntario utilisent une année témoin future pour établir les tarifs en vertu de régimes de TAR pour une période de cinq ans, selon lesquels les besoins en produits initiaux sont d'abord établis et utilisés pour fixer les tarifs initiaux. Par la suite, un calcul prescrit utilisant des facteurs inflationnistes moins une cible d'efficacité est appliqué chaque année aux tarifs de l'année précédente en vue d'établir les nouveaux tarifs pour le reste de la période de cinq ans. Les RCP autorisés ont varié de 8,78 % à 9,30 % pour 2019 et 2018, pourcentages appliqués à une structure du capital comprenant 40 % de capitaux propres ordinaires. Le dernier service public de FortisOntario est assujéti à un accord de concession de 35 ans expirant en 2033, en vertu duquel les tarifs sont établis en fonction d'un prix plafond avec transfert du coût d'achat, et les besoins en produits tirés des tarifs de base sont ajustés annuellement pour tenir compte de l'inflation, de l'augmentation de la demande en énergie et de la croissance de la clientèle.

Caribbean Utilities mène ses activités en vertu de licences du gouvernement des îles Caïmans. Sa licence de transport et de distribution exclusive est en vigueur pour une période initiale de 20 ans; elle arrivera à expiration en avril 2028 et comporte une disposition de renouvellement automatique. Sa licence de production non exclusive a une durée de 25 ans et arrivera à expiration en novembre 2039. Elle est régie en vertu d'un mécanisme de plafonnement et d'ajustement des tarifs fondé sur les indices des prix à la consommation publiés. Les licences précisent le rôle du Utility Regulation and Competition Office des îles Caïmans, lequel gère les licences, élabore les normes régissant les licences et veille à leur respect, revoit le mécanisme de plafonnement et d'ajustement des tarifs et approuve annuellement les dépenses d'investissement. Son RAB autorisé pour 2019 se situait dans une fourchette de 7,50 % à 9,50 % (2018 – fourchette de 7,00 % à 9,00 %).

FortisTCl exerce ses activités en vertu de licences de 50 ans accordées par le gouvernement des îles Turques et Caïques arrivant respectivement à expiration en 2036 et en 2037. Les tarifs reflètent une année témoin historique et un RAB ciblé autorisé se situant entre 15,0 % et 17,5 % (le « bénéfice d'exploitation autorisé »). Le bénéfice d'exploitation autorisé est fondé sur une base tarifaire calculée, y compris les intérêts sur le montant cumulatif du manque à gagner entre le bénéfice d'exploitation réel et le bénéfice d'exploitation autorisé (le « manque à gagner cumulatif »). Les montants du bénéfice d'exploitation autorisé et du manque à gagner cumulatif calculés sont soumis à l'approbation du gouvernement chaque année. Le recouvrement du manque à gagner cumulatif est tributaire des volumes de ventes et charges futurs. Le RAB atteint par les entreprises de services publics a été beaucoup moins élevé que celui qui était autorisé du fait de l'incapacité, en raison de facteurs économiques et politiques, d'augmenter les tarifs en vue d'appuyer les investissements importants effectués au cours des dernières années.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

### 3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

#### Mode de présentation

Les présents états financiers consolidés ont été dressés et présentés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique (les « PCGR des États-Unis ») applicables aux entités à tarifs réglementés et sont présentés en dollars canadiens, sauf indication contraire.

Ces états financiers consolidés comprennent les comptes de la Société, de ses filiales et de son entité à détenteurs de droits variables contrôlée jusqu'à la date de sa cession le 16 avril 2019 (note 23). Ils reflètent la méthode de la mise en équivalence pour les entités sur lesquelles Fortis exerce une influence notable, mais non le contrôle, et la méthode de la consolidation proportionnelle, pour les actifs qui sont détenus conjointement avec des entités non affiliées. Les opérations intersociétés ont été éliminées, sauf pour les opérations entre entités non réglementées et entités réglementées conformément aux PCGR des États-Unis applicables aux entités à tarifs réglementés.

#### Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent l'encaisse, la trésorerie détenue dans des comptes sur marge et les dépôts à court terme comportant une échéance de trois mois ou moins à compter de la date de dépôt.

#### Correction de valeur pour créances douteuses

Fortis et chacune de ses filiales, à l'exception d'ITC, maintiennent un compte de correction de valeur pour créances douteuses estimée en tenant compte de divers facteurs comme le classement chronologique des débiteurs, les pratiques passées et des événements précis comme la faillite de clients et la situation économique. ITC comptabilise des pertes pour créances irrécouvrables lorsque pareilles créances sont spécifiquement identifiées. Les débiteurs sont radiés dans la période au cours de laquelle ils sont jugés être devenus irrécouvrables.

#### Stocks

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

#### Actifs et passifs réglementaires

Les actifs et les passifs réglementaires découlent du processus d'établissement des tarifs des entreprises de services publics et sont assujettis à l'approbation réglementaire. Les actifs réglementaires correspondent aux produits futurs et aux débiteurs liés à certains coûts engagés qui seront ou qui devraient être recouverts auprès de clients pendant les périodes futures dans le cadre du processus d'établissement des tarifs. Les passifs réglementaires correspondent : i) aux réductions futures ou aux limites des augmentations futures des produits qui se rattachent à des montants qui seront ou qui devraient être remboursés aux clients dans le cadre du processus d'établissement des tarifs; ou ii) à une obligation de fournir un service futur pour lequel les clients ont payé à l'avance.

Certaines autres périodes de recouvrement et de règlement résiduelles sont prévues par la direction, et les périodes réelles pourraient différer du fait d'une approbation réglementaire.

#### Placements

Les placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence sont soumis une fois par année à un test de dépréciation potentielle. Toute perte de valeur repérée est comptabilisée.

#### Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé. Les apports sous forme d'aide à la construction provenant de clients et de gouvernements sont comptabilisés à titre de réduction du coût des immobilisations corporelles et amortis de la même façon que ces dernières.

Les coûts d'enlèvement d'immobilisations sont estimés d'après les données historiques et les tendances prévues des coûts. La provision est comptabilisée comme un passif réglementaire à long terme (note 9), dont sont portés en réduction les coûts réels d'enlèvement d'immobilisations lorsqu'ils sont engagés.

La plupart des entreprises de services publics réglementés de la Société décomptabilisent les immobilisations corporelles au moment de leur cession ou lorsqu'on ne prévoit tirer aucun avantage économique futur de leur utilisation. Au moment de la décomptabilisation, tout écart entre le coût et l'amortissement cumulé, déduction faite du produit de récupération, est imputé à l'amortissement cumulé. Aucun profit ni perte n'a été comptabilisé.

Au moyen de méthodes établies par leurs autorités de réglementation respectives, les entreprises de services publics réglementés de la Société inscrivent à l'actif : i) les coûts indirects qui ne sont pas directement attribuables à des immobilisations corporelles précises, mais qui ont trait au plan général de dépenses d'investissement; ii) une provision pour fonds utilisés pendant la construction (« PFUPC »). La composante dette de la PFUPC, qui totalise 40 millions \$ (2018 – 31 millions \$), est comptabilisée comme une déduction des charges financières, et la composante capitaux propres est comptabilisée dans les autres produits (note 24). Les deux composantes sont imputées au résultat au moyen de la dotation à l'amortissement sur la durée de service estimative de l'immobilisation corporelle applicable.

## Notes annexes

Pour FortisAlberta, le coût des immobilisations corporelles comprend les apports obligatoires à l'Alberta Electric System Operator (« AESO ») afin de financer la construction d'installations de transport (note 2).

À l'exception d'UNS Energy et de Central Hudson, les immobilisations corporelles comprennent les stocks détenus aux fins de l'aménagement, de la construction et de l'amélioration d'autres actifs. Comme l'exige l'autorité de réglementation qui les régit, UNS Energy et Central Hudson comptabilisent ces éléments dans les stocks jusqu'à leur utilisation et les reclassent dans les immobilisations corporelles une fois qu'ils sont mis en service.

Les coûts de maintenance et de réparation sont imputés au résultat au cours de la période où ils sont engagés. Les coûts de remplacement et d'amélioration qui prolongent les durées d'utilité des immobilisations corporelles sont inscrits à l'actif.

Les immobilisations corporelles sont amorties selon le mode linéaire sur leur durée d'utilité estimative. Les taux d'amortissement des immobilisations corporelles réglementées sont approuvés par l'autorité de réglementation concernée. Les taux d'amortissement pour 2019 ont varié de 0,9 % à 35,0 % (2018 – 0,9 % à 34,6 %). En 2019, le taux mixte moyen pondéré d'amortissement avant réduction pour l'amortissement des apports sous forme d'aide à la construction s'est établi à 2,6 % (2018 – 2,5 %).

Les fourchettes des durées d'utilité et les durées d'utilité résiduelles moyennes pondérées des immobilisations corporelles de la Société aux 31 décembre se présentaient comme suit :

<i>(exercices)</i>	2019		2018	
	Fourchette des durées d'utilité	Durée d'utilité résiduelle moyenne pondérée	Fourchette des durées d'utilité	Durée d'utilité résiduelle moyenne pondérée
Distribution				
Électricité	5–80	32	5–80	33
Gaz	15–95	36	14–95	35
Transport				
Électricité	20–90	43	20–90	42
Gaz	5–85	32	5–85	41
Production	1–85	25	1–85	24
Autres	3–70	14	3–70	15

### Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles sont comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé. Leur durée d'utilité est évaluée comme étant indéterminée ou déterminée.

Les immobilisations incorporelles à durée d'utilité indéterminée ne sont pas amorties et sont soumises chaque année à un test de dépréciation, soit sur une base individuelle ou, lorsque l'entité visée comptabilise également un goodwill, au niveau de l'unité d'exploitation, parallèlement au test de dépréciation du goodwill. Un examen annuel est effectué afin de déterminer s'il convient toujours d'établir que sa durée d'utilité est indéterminée. Dans la négative, les changements qui en découlent sont apportés de façon prospective.

Les immobilisations incorporelles ayant une durée d'utilité déterminée sont amorties selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimative des actifs. Les taux d'amortissement des immobilisations incorporelles réglementées sont approuvés par les autorités de réglementation concernées, et se sont établis entre 1,0 % et 50,0 % en 2019 (2018 – entre 1,0 % et 50,0 %).

Les fourchettes des durées d'utilité et les durées d'utilité résiduelles moyennes pondérées des immobilisations incorporelles à durée d'utilité déterminée aux 31 décembre se présentaient comme suit :

<i>(exercices)</i>	2019		2018	
	Fourchette des durées d'utilité	Durée d'utilité résiduelle moyenne pondérée	Fourchette des durées d'utilité	Durée d'utilité résiduelle moyenne pondérée
Logiciels	3–10	4	3–10	4
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	43–90	58	36–90	57
Autres	10–100	12	10–100	13

La plupart des entreprises de services publics réglementés de la Société décomptabilisent les immobilisations incorporelles au moment de leur cession ou lorsqu'on ne prévoit tirer aucun avantage économique futur de leur utilisation. Au moment de la décomptabilisation, tout écart entre le coût et l'amortissement cumulé de l'immobilisation, déduction faite du produit de récupération, est imputé à l'amortissement cumulé. Aucun profit ni perte n'a été comptabilisé.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

### 3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

#### Dépréciation d'actifs à long terme

La Société révisé l'évaluation des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles à durée d'utilité déterminée et d'autres actifs à long terme lorsque des événements ou des changements de circonstances indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être supérieure au montant total des flux de trésorerie non actualisés qui devraient être générés par l'actif. Si tel est le cas, la valeur de l'actif est réduite à sa juste valeur estimative et une perte de valeur est comptabilisée.

#### Goodwill

Le goodwill représente l'excédent du prix d'achat sur la juste valeur des actifs nets identifiables liés aux acquisitions d'entreprises.

La Société procède à un test de dépréciation si un événement ou un changement de circonstances se produit et laisse croire que la juste valeur d'une unité d'exploitation pourrait être inférieure à sa valeur comptable. Le cas échéant, la valeur du goodwill est réduite à sa juste valeur estimative et une perte de valeur est comptabilisée.

Autrement, Fortis effectue une évaluation annuelle de chacune des 11 unités d'exploitation présentant un goodwill. La Société effectue une évaluation qualitative de certaines unités d'exploitation et s'il est déterminé qu'il est improbable que la juste valeur soit inférieure à la valeur comptable, une estimation quantitative de la juste valeur n'est pas nécessaire. Sinon, la principale méthode utilisée pour estimer la juste valeur des unités d'exploitation est l'approche fondée sur les bénéfices, selon laquelle les projections des flux de trésorerie des unités d'exploitation sont actualisées à l'aide de la méthode axée sur la valeur de l'entreprise. Les estimations et hypothèses sous-jacentes comportant divers degrés d'incertitude, comprennent le montant et le calendrier des flux de trésorerie futurs prévus, les taux de croissance et les taux d'actualisation.

Une autre méthode d'évaluation, soit l'approche fondée sur le marché, est employée et un rapprochement de la juste valeur estimative totale de toutes les unités d'exploitation et de la capitalisation boursière de la Société est également effectué et évalué.

#### Coûts de financement différés

Les frais d'émission, les escomptes et les primes sont portés en diminution de la dette à long terme et amortis sur la durée de celle-ci.

#### Avantages sociaux futurs

Fortis et chacune de ses filiales maintiennent un régime ou une combinaison de régimes de retraite à prestations définies et de régimes de retraite à cotisations définies, ainsi que des régimes d'autres avantages postérieurs à l'emploi (« AAPE »), y compris certaines couvertures d'assurance maladie et dentaire et des prestations d'assurance-vie, à des membres admissibles. Les coûts des régimes de retraite à cotisations définies sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés.

En ce qui concerne les régimes de retraite à prestations définies et les régimes d'AAPE, l'obligation au titre des prestations projetées ou constituées et le coût net des prestations sont établis au moyen de calculs actuariels selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services ainsi que d'après les hypothèses les plus probables de la direction à l'égard du rendement prévu des placements des régimes, du taux d'accroissement des salaires et de l'âge des employés au moment de leur départ à la retraite, et, en ce qui concerne les régimes d'AAPE, du coût prévu des soins de santé. Les taux d'actualisation reflètent les taux d'intérêt du marché sur les obligations de grande qualité assurant des flux de trésorerie qui correspondent à l'échelonnement et au montant des versements prévus au titre des prestations de retraite ou d'AAPE.

Les actifs du régime de retraite à prestations définies et du régime d'AAPE sont comptabilisés à la juste valeur. Aux fins d'établissement du coût des régimes de retraite à prestations définies, FortisBC Energy et Newfoundland Power se fondent sur la valeur liée au marché, selon laquelle les rendements des placements qui sont supérieurs ou inférieurs aux rendements prévus sont comptabilisés dans la valeur des actifs sur une période de trois ans.

L'excédent du gain actuariel cumulé net ou de la perte actuarielle cumulée nette sur 10 % : i) de l'obligation au titre des prestations projetées ou constituées; et ii) de la juste valeur ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes, le cas échéant, au début de l'exercice, selon le plus élevé des deux, de même que les coûts au titre des services passés non amortis sont différés et amortis sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs.

La situation de capitalisation nette des régimes de retraite à prestations définies et d'AAPE, soit la différence entre la juste valeur des actifs des régimes et l'obligation au titre des prestations projetées ou constituées, est comptabilisée dans les bilans consolidés de la Société.

Pour la plupart des entreprises de services publics réglementés de la Société, tout écart entre les coûts du régime de retraite à prestations définies ou du régime d'AAPE qui serait habituellement comptabilisé selon les PCGR des États-Unis et les coûts recouverts auprès des clients dans les tarifs courants, est assujéti au traitement en compte de report et devrait être recouvert auprès des clients ou remboursé à ces derniers à même les tarifs futurs (note 9).

Pour la plupart des entreprises de services publics réglementés de la Société, tous les soldes non amortis liés aux gains et aux pertes actuariels nets, aux coûts des services passés et aux obligations transitoires associés aux régimes de retraite à prestations définies ou aux régimes d'AAPE, le cas échéant, qui seraient autrement comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global, sont assujéti au traitement en compte de report (note 9).

#### Comptabilisation des produits

La majorité des produits proviennent des ventes d'énergie et de la prestation de services de transport aux clients en fonction de tarifs approuvés par l'autorité de réglementation. La plupart des contrats comportent une seule obligation de prestation, soit la livraison d'énergie ou la prestation de services de transport. Aucune composante du prix de transaction n'est affectée aux obligations de performance non respectées. En règle générale, les produits sont évalués en fonction du nombre de kilowattheures ou de gigajoules consommés ou de la charge de transport livrée. La facturation des ventes d'énergie repose sur la lecture des compteurs des clients, laquelle a lieu de façon systématique tout au long du mois. La facturation des services de transport d'ITC repose sur la charge de pointe mensuelle.

FortisAlberta est une société de distribution et l'autorité qui la réglementation exige qu'elle se procure des services de transport auprès de l'AESO et qu'elle lui règle le coût. Ces services comprennent la perception des produits tirés du transport de ses clients, par l'intermédiaire de la composante transport des tarifs approuvés par son autorité de réglementation. FortisAlberta présente les produits et les charges liés aux services de transport sur une base nette.

Les produits tirés des ventes d'électricité et de gaz et des services de transport comprennent une estimation de l'énergie consommée ou du service offert depuis la dernière lecture des compteurs qui n'ont pas été facturés à la fin de la période de présentation de l'information financière. Les ventes estimatives tiennent généralement compte d'une analyse de la consommation historique par rapport à des facteurs clés comme le prix courant de l'énergie, la croissance de la population, l'activité économique, les conditions climatiques et les pertes du réseau. Les produits non facturés comptabilisés sont ajustés au cours des périodes où la consommation réelle est confirmée.

Les produits tirés de la production des activités non réglementées sont comptabilisés à la livraison, en fonction des tarifs fixes prévus au contrat ou des tarifs du marché.

La Société estime la contrepartie variable en fonction du montant le plus probable et réévalue ses estimations à chaque date de clôture jusqu'à ce que le montant soit connu. La contrepartie variable, y compris les montants assujettis à une décision réglementaire future, est comptabilisée à titre d'obligation de remboursement jusqu'à ce que la Société soit certaine qu'elle y aura droit.

Les produits ne comprennent pas les taxes de vente et les taxes municipales recouvrées auprès des clients.

La Société a choisi de ne pas évaluer ni comptabiliser toute composante de financement importante liée aux produits facturés dans le cadre de régimes de paiements égaux, puisque la période comprise entre le transfert de l'énergie aux clients et le paiement du client est de moins de un an.

La Société subdivise les produits par secteur géographique, statut réglementaire et activité de services publics fonctionnant sur une base essentiellement autonome (note 6), ce qui représente le niveau de subdivision utilisé par le président et chef de la direction de la Société pour répartir les ressources et évaluer le rendement.

### Rémunération fondée sur des actions

La charge de rémunération fondée sur des options sur actions est évaluée à la date d'attribution selon le modèle de Black et Scholes, et chaque attribution est amortie par imputation à la charge de rémunération séparément en proportions égales sur la période d'acquisition des droits de quatre ans et une écriture de compensation est inscrite au surplus d'apport.

Pour l'exercice d'options sur actions, Fortis émet des actions ordinaires sur le capital autorisé. Au moment de l'exercice, le produit est porté au crédit du capital social aux prix de l'option, et la juste valeur des options, antérieurement comptabilisée, est reclassée par transfert du surplus d'apport au capital social.

Fortis comptabilise les passifs associés aux régimes d'unités d'actions différées (« UAD »), d'unités d'actions liées au rendement (« UALR ») et d'unités d'actions restreintes (« UAR ») des administrateurs, qui représentent tous des attributions réglées en trésorerie, à leur juste valeur à chaque date de clôture jusqu'au règlement. La juste valeur de ces passifs est fondée sur le cours moyen pondéré en fonction des volumes sur cinq jours de l'action ordinaire de la Société à la fin de chaque période de présentation de l'information financière. Le cours moyen pondéré en fonction des volumes de l'action ordinaire de la Société au 31 décembre 2019 était de 53,97 \$ (31 décembre 2018 – 45,14 \$). La juste valeur des passifs liés aux UALR est aussi fondée sur le paiement prévu probable d'après le rendement historique, compte tenu des paramètres définis de chaque attribution et de la meilleure estimation de la direction.

La charge au titre de la rémunération est comptabilisée de façon linéaire sur la période d'acquisition des droits, qui, pour les régimes d'UALR et d'UAR, équivaut à la durée la plus courte entre trois ans et la durée d'admissibilité jusqu'à la retraite; pour le régime d'UAD, elle est comptabilisée à la date d'attribution. Les déchéances sont comptabilisées à mesure qu'elles se produisent.

### Conversion des devises

Les actifs et les passifs des établissements à l'étranger de la Société, qui ont tous le dollar américain comme monnaie fonctionnelle, sont convertis au taux de change en vigueur à la date du bilan, et tout profit ou perte de change latent connexe est comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat global. Le taux de change au 31 décembre 2019 était de 1,00 \$ US pour 1,30 \$ CA (31 décembre 2018 – 1,00 \$ US pour 1,36 \$ CA).

Les produits et les charges des établissements à l'étranger de la Société sont convertis au taux de change moyen au cours de la période de présentation de l'information financière, qui était de 1,00 \$ US pour 1,33 \$ CA en 2019 (2018 – 1,00 \$ US pour 1,30 \$ CA).

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

Les profits et les pertes de change sur titres d'emprunt libellés en devises désignés à titre de couverture efficace des investissements nets dans des établissements à l'étranger sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global.

### Dérivés et couvertures

#### *Dérivés qui ne sont pas désignés comme des couvertures*

Les dérivés qui ne sont pas désignés comme des couvertures servent : i) à Fortis, pour gérer le risque de flux de trésorerie lié aux entrées de trésorerie en dollars américains prévues et aux règlements en trésorerie futurs prévus des obligations en vertu des UAD, des UALR et des UAR; ii) à UNS Energy, pour respecter les besoins prévus en matière de charge et de réserve; et iii) à Aitken Creek, pour gérer le risque marchandises, prendre en compte les écarts de prix du gaz naturel et gérer le risque financier posé par les opérations de livraison physique. Ces dérivés sont évalués à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées en résultat.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

### 3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

#### Dérivés et couvertures (suite)

##### *Dérivés qui ne sont pas désignés comme des couvertures (suite)*

UNS Energy, Central Hudson et FortisBC Energy se servent également de dérivés qui ne sont pas désignés comme des couvertures afin de réduire leur exposition au risque lié au prix de l'énergie associé aux besoins d'achat d'électricité et aux besoins en gaz naturel. Les montants réglés de ces dérivés sont généralement inclus dans les tarifs réglementés, comme le permettent les autorités de réglementation concernées. Ces dérivés sont évalués à la juste valeur, et les variations connexes sont comptabilisées à titre d'actifs ou de passifs réglementaires aux fins de recouvrement auprès des clients ou de remboursement aux clients dans les tarifs futurs (note 9).

Les dérivés qui peuvent se prévaloir de l'exception relative aux achats normaux et aux ventes normales ne sont pas évalués à la juste valeur et les montants réglés sont comptabilisés en résultat à titre de coûts de l'approvisionnement énergétique.

##### *Dérivés désignés comme des couvertures*

La Société, ITC et UNS Energy se servent de couvertures de flux de trésorerie afin de gérer leur exposition au risque de taux d'intérêt. Les profits ou les pertes latents sont initialement comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global et sont reclassés dans les résultats lorsque l'opération couverte sous-jacente a une incidence sur les bénéfices. Toute inefficacité de couverture est comptabilisée dans le résultat immédiatement.

Le bénéfice que la Société tire des filiales étrangères, les investissements nets qu'elle a dans ces dernières et les participations dans des établissements étrangers comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence sont exposés aux fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. La Société a couvert une portion de cette exposition au moyen de titres d'emprunt libellés en dollars américains au niveau du siège social. Les variations des taux de change liées à la conversion de ces titres d'emprunt et aux investissements nets couverts dans des établissements étrangers sont comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat global.

##### *Présentation des instruments dérivés*

La juste valeur des dérivés est comptabilisée dans les actifs ou les passifs courants ou à long terme selon le calendrier des règlements et les flux de trésorerie en découlant. Les dérivés visés par des accords généraux de compensation et les garanties sont présentés au montant brut. Les flux de trésorerie liés au règlement de l'ensemble des dérivés sont présentés dans les activités d'exploitation aux tableaux consolidés des flux de trésorerie.

#### Impôt sur le résultat

La Société et ses filiales imposables appliquent la méthode du report variable axée sur le bilan pour comptabiliser l'impôt sur le résultat. La charge ou l'économie d'impôt exigible est comptabilisée au titre de l'impôt à payer ou à recevoir estimatif pour l'exercice considéré.

Des actifs et des passifs d'impôt différé sont comptabilisés en fonction des différences temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs, ainsi que de l'avantage attribuable aux pertes pouvant être reportées à des exercices futurs aux fins fiscales et dont la réalisation est plus probable qu'improbable. Ils sont évalués selon les taux d'imposition et les lois fiscales adoptés en vigueur lorsque les différences temporaires devraient être recouvrées ou réglées. L'incidence d'une modification des taux d'imposition sur les actifs et les passifs d'impôt différé est comptabilisée en résultat pendant la période où la modification a lieu. Les provisions pour moins-value sont comptabilisées lorsqu'il est « plus probable qu'improbable » que la totalité ou qu'une partie des actifs d'impôt différé ne soit pas réalisée.

ITC, UNS Energy, Central Hudson et Maritime Electric reflètent la charge d'impôt exigible et différé dans les tarifs facturés aux clients. FortisAlberta reflète la charge d'impôt exigible dans les tarifs facturés aux clients. FortisBC Energy, FortisBC Electric, Newfoundland Power et FortisOntario reflètent la charge d'impôt exigible dans les tarifs facturés aux clients, et reflètent la charge d'impôt différé pour certains soldes réglementaires. Caribbean Utilities, FortisTCL ainsi que BECOL, pour la période de 50 ans visée par ses contrats d'achat d'électricité, ne sont pas assujetties à l'impôt.

Les différences entre la charge ou l'économie d'impôt sur le résultat comptabilisée en vertu des PCGR des États-Unis et qui est reflétée dans les tarifs actuellement facturés aux clients, qui devrait être recouverte auprès des clients ou remboursée à ces derniers à même les tarifs futurs, sont comptabilisées comme des actifs ou des passifs réglementaires (note 9).

Le compte d'amortissement fiscal pour certaines immobilisations corporelles de FortisAlberta aux fins de l'établissement des tarifs est différent de celui prévu aux fins de production de la déclaration fiscale au Canada. Pour une période future de présentation de l'information financière, qui reste à déterminer, la différence peut créer une charge d'impôt sur le résultat plus élevée que celle reflétée dans les tarifs facturés aux clients.

Fortis ne comptabilise pas d'impôt différé à l'égard des différences temporaires liées aux investissements dans les filiales étrangères lorsqu'elle a l'intention de réinvestir pour une durée indéterminée le bénéfice. La différence entre la valeur comptable de ces investissements et leur base fiscale, qui découle des bénéfices non rapatriés des filiales et de l'écart de change, s'élevait à environ 2,8 milliards \$ au 31 décembre 2019 (31 décembre 2018 – 2,3 milliards \$). Si ces bénéfices sont rapatriés, la Société peut être assujettie à l'impôt sur le résultat et aux retenues d'impôts étrangers. Il est impossible de calculer les passifs d'impôt différé non comptabilisés sur ces montants.

Les économies d'impôt associées aux positions fiscales réelles ou prévues sont comptabilisées lorsque le seuil de constatation « plus probable qu'improbable » est atteint. Les économies d'impôt sont mesurées en fonction du montant le plus élevé dont la probabilité qu'il soit réalisé au moment du règlement est supérieure à 50 %.

Les intérêts et pénalités liés à l'impôt sur le résultat sont comptabilisés à titre de charge d'impôt sur le résultat lorsqu'ils sont engagés.

### Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Les filiales de la Société ont des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations relatives à certains actifs de production, de transport, de distribution et d'interconnexion, y compris la remise en état de terrains et de l'environnement ou encore l'enlèvement d'actifs. Il est normalement prévu que ces actifs et les licences, permis, droits de passage et accords connexes existeront ou seront en exploitation à perpétuité en raison de leur nature. Par conséquent, lorsque la date finale et le coût de cette remise en état des lieux ou de l'enlèvement des actifs en question ne peuvent être raisonnablement établis, aucune obligation liée à la mise hors service d'immobilisations n'est comptabilisée.

Autrement, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont comptabilisées à la juste valeur au cours de la période où elles sont engagées et portées en augmentation des immobilisations corporelles et des autres passifs à long terme (note 17) si la juste valeur peut être estimée de façon raisonnable. La juste valeur est estimée comme étant la valeur actualisée des décaissements futurs prévus, calculée selon un taux d'intérêt sans risque rajusté en fonction de la qualité de crédit. L'augmentation du passif attribuable à l'écoulement du temps est comptabilisée dans une charge de désactualisation, et les coûts inscrits à l'actif sont amortis sur la durée d'utilité de l'actif. La charge de désactualisation et la dotation à l'amortissement sont différées à titre d'actif ou de passif réglementaire selon le recouvrement réglementaire de ces coûts. Les coûts réels engagés pour le règlement sont portés en réduction des charges à payer.

### Éventualités

Fortis et ses filiales sont parties à diverses poursuites judiciaires et réclamations qui surviennent dans le cours normal des activités. La direction exerce son jugement quant à l'issue d'événements futurs éventuels et comptabilise une perte en fonction de sa meilleure estimation lorsqu'elle détermine que cette perte, ou fourchette dans laquelle celle-ci pourrait se situer, est probable et peut être raisonnablement estimée. Les honoraires juridiques sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Lorsqu'une perte peut être recouvrée à même les tarifs futurs, un actif réglementaire est également comptabilisé.

La direction examine régulièrement l'information récente pour déterminer si les provisions comptabilisées doivent être ajustées et si de nouvelles provisions doivent être constituées. Cependant, l'estimation des pertes probables exige un jugement considérable quant aux éventuelles procédures prises par des tiers, et les questions sont souvent résolues sur de longues périodes. L'issue réelle de ces questions pourrait différer des montants comptabilisés.

### Nouvelles méthodes comptables

#### Contrats de location

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2019, la Société a adopté l'Accounting Standards Update (« ASU ») n° 2016-02, *Leases*, qui exige aux preneurs de comptabiliser un actif au titre du droit d'utilisation et une obligation locative pour tous les contrats de location dont la durée est de 12 mois et plus, et de présenter des informations à fournir additionnelles (note 16).

À la date de passation du contrat de location, l'actif au titre du droit d'utilisation et l'obligation locative sont évalués à la valeur actualisée des paiements de loyer futurs, sauf les paiements variables fondés sur l'utilisation ou le rendement. Les paiements de loyer futurs comprennent les composantes locatives (p. ex., les loyers, les impôts fonciers et les coûts liés aux assurances) et les composantes non locatives (p. ex., les coûts d'entretien des aires communes), et Fortis les comptabilise comme une seule composante locative. La valeur actualisée est calculée selon le taux implicite du contrat de location ou un taux d'intérêt garanti spécifique au contrat de location selon la durée restante dudit contrat. Les options de renouvellement sont incluses dans le contrat de location si l'on a la certitude raisonnable que l'option sera exercée.

Un contrat de location-financement est amorti sur la durée du contrat, sauf si : i) la propriété de l'actif est transférée à la fin du contrat, auquel cas le contrat est amorti sur la durée d'utilité estimative de l'actif sous-jacent; et ii) l'autorité de réglementation a approuvé une méthode de recouvrement différente aux fins d'établissement des tarifs, auquel cas le moment de la comptabilisation de la charge sera conforme aux exigences de l'autorité de réglementation.

Fortis a appliqué les dispositions transitoires de la nouvelle norme au moment de l'adoption et n'a pas ajusté les périodes antérieures de façon rétrospective conformément à la méthode rétrospective modifiée. Fortis a choisi un ensemble d'options de mise en œuvre, soit des mesures de simplification, qui lui ont évité d'avoir à déterminer à nouveau les éléments suivants : i) le fait de savoir si un contrat existant, y compris une servitude foncière, est un contrat de location ou comprend un contrat de location; ii) le classement des contrats de location existants; ou iii) les coûts directs initiaux des contrats de location existants. De plus, Fortis a utilisé la mesure de simplification visant à utiliser des informations a posteriori afin de déterminer la durée du contrat de location. Au moment de l'adoption, Fortis n'a pas identifié ni comptabilisé d'ajustement dans le solde d'ouverture des bénéfices non distribués, et il n'y a eu aucune incidence sur le bénéfice net ou les flux de trésorerie.

#### Couverture

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2019, la Société a adopté l'ASU n° 2017-12, *Targeted Improvements to Accounting for Hedging Activities*, qui aligne mieux les activités de gestion des risques et la présentation des informations financières liées aux relations de couverture à l'aide de changements apportés aux lignes directrices en matière de désignation, d'évaluation, de présentation et d'informations à fournir. L'adoption de cette mise à jour n'a eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés et les informations à fournir connexes.

#### Informations à fournir en ce qui a trait à l'évaluation à la juste valeur

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2019, la Société a adopté l'ASU n° 2018-13, *Changes to the Disclosure Requirements for Fair Value Measurement*, qui améliore l'efficacité des informations fournies dans les notes annexes aux états financiers en précisant les informations obligatoires et importantes qui doivent être fournies aux utilisateurs des états financiers. L'adoption de cette ASU a éliminé l'exigence de présentation des informations suivantes pour toutes les périodes présentées i) du montant et de la raison des transferts entre les niveaux 1 et 2 de la hiérarchie de la juste valeur, ii) de la politique concernant le calendrier des transferts entre les niveaux et iii) des processus d'évaluation suivis pour l'évaluation de la juste valeur des actifs de niveau 3.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

### 3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

#### Nouvelles méthodes comptables (suite)

##### Informations à fournir en ce qui a trait aux régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite

Avec prise d'effet le 31 décembre 2019, la Société a adopté par anticipation, sur une base rétrospective, l'ASU n° 2018-14, *Changes to the Disclosure Requirements for Defined Benefit Plans*, qui modifie et clarifie les exigences en matière d'informations à fournir pour les employeurs qui offrent des régimes de retraite à prestations définies et d'avantages complémentaires de retraite. Plus particulièrement, elle a éliminé les exigences de présentation suivantes : i) le montant accumulé au titre des autres éléments du résultat global qui devrait être comptabilisé à titre de composante du coût net des prestations de la période au cours de la prochaine période d'imposition et ii) l'incidence d'une variation de un point de pourcentage du coût présumé des soins de santé et de la variation des taux liés au coût des services, au coût financier et à l'obligation au titre des prestations pour soins de santé postérieures au départ à la retraite (note 26).

#### Utilisation des estimations comptables

La préparation des présents états financiers consolidés selon les PCGR des États-Unis exige que la direction fasse des estimations et pose des jugements, y compris ceux découlant de questions tributaires de la finalisation des instances réglementaires, qui influent sur les montants présentés des actifs, des passifs, des produits, des charges, des profits et des pertes. La direction évalue ces estimations de façon continue en se fondant sur des données historiques, sur les conditions actuelles et sur des hypothèses qu'elle jugeait raisonnables au moment où elles ont été faites, et tout ajustement est comptabilisé dans la période au cours de laquelle il est confirmé. Les résultats réels pourraient être très différents de ces estimations.

## 4. FUTURES PRISES DE POSITION FAISANT AUTORITÉ EN COMPTABILITÉ

#### Impôt sur le résultat

L'ASU n° 2019-12, *Simplifying the Accounting for Income Taxes*, publiée en décembre 2019, sera en vigueur pour Fortis à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2021. L'adoption anticipée est permise. Cette ASU vise principalement à assurer l'application cohérente des directives existantes sur l'impôt sur le résultat en plus d'y apporter des éclaircissements. Fortis évalue l'incidence de l'adoption de cette ASU sur ses états financiers consolidés.

## 5. INFORMATION SECTORIELLE

#### Généralités

Fortis répartit ses activités selon le statut réglementaire, le territoire de service et selon les informations utilisées par son président et chef de la direction pour répartir les ressources. La performance sectorielle est principalement évaluée en fonction du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires.

#### Transactions entre parties liées et intersociétés

Les transactions entre parties liées ont lieu dans le cours normal des activités et sont évaluées au montant de la contrepartie convenue par les parties liées. Il n'y a eu aucune transaction entre parties liées significative en 2019 ou 2018.

Les soldes, transactions et bénéfices intersociétés sont éliminés au moment de la consolidation, à l'exception de certaines transactions intersociétés entre des entités non réglementées et des entités réglementées, conformément aux normes comptables applicables aux entités à tarifs réglementés, qui sont présentées ci-après.

(en millions)	2019	2018
Vente de capacité de l'Expansion de Waneta à FortisBC Electric <sup>1</sup>	17 \$	47 \$
Location de la capacité de stockage de gaz et ventes de gaz par Aitken Creek à FortisBC Energy	23	25

<sup>1</sup> Reflète les montants liés à la cession, le 16 avril 2019, de l'Expansion Waneta (note 23).

Au 31 décembre 2019, les débiteurs comprenaient environ 8 millions \$ à recevoir de Belize Electricity (31 décembre 2018 – 16 millions \$).

Périodiquement, la Société accorde du financement à court terme à des filiales aux fins des dépenses d'investissement, des acquisitions et des besoins saisonniers en fonds de roulement. Au 31 décembre 2019, des prêts intersectoriels de 279 millions \$ étaient en cours (31 décembre 2018 – néant) payables à vue à un taux d'intérêt moyen pondéré de 2,48 %. Le total des intérêts imputés s'est chiffré à 2 millions \$ en 2019.

## Notes annexes

Exercice clos le 31 décembre 2019 (en millions)	ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS							ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES				Éliminations inter- sectorielles	Total
	ITC	UNS Energy	Central Hudson	FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric	Autres entreprises d'électricité	Sous- total	Infra- structures énergétiques	Siège social et autres			
Produits	1 761 \$	2 212 \$	917 \$	1 331 \$	598 \$	418 \$	1 467 \$	<b>8 704 \$</b>	82 \$	– \$	(3) \$	<b>8 783 \$</b>	
Coûts de l'approvisionnement énergétique	–	814	254	438	–	121	890	<b>2 517</b>	3	–	–	<b>2 520</b>	
Charges d'exploitation	489	650	451	333	145	107	188	<b>2 363</b>	36	56	(3)	<b>2 452</b>	
Amortissements	270	297	79	235	214	62	171	<b>1 328</b>	20	2	–	<b>1 350</b>	
Profit sur cession	–	–	–	–	–	–	–	<b>–</b>	–	577	–	<b>577</b>	
Bénéfice d'exploitation	1 002	451	133	325	239	128	218	<b>2 496</b>	23	519	–	<b>3 038</b>	
Autres produits, montant net	37	28	17	16	2	4	2	<b>106</b>	2	30	–	<b>138</b>	
Charges financières	290	130	46	136	104	72	77	<b>855</b>	–	180	–	<b>1 035</b>	
Charge d'impôt sur le résultat	174	57	19	39	6	6	20	<b>321</b>	(1)	(31)	–	<b>289</b>	
Bénéfice net	575	292	85	166	131	54	123	<b>1 426</b>	26	400	–	<b>1 852</b>	
Participations ne donnant pas le contrôle	104	–	–	1	–	–	17	<b>122</b>	8	–	–	<b>130</b>	
Dividendes sur actions privilégiées	–	–	–	–	–	–	–	<b>–</b>	–	67	–	<b>67</b>	
Bénéfice net attribuable aux Actionnaires ordinaires	471 \$	292 \$	85 \$	165 \$	131 \$	54 \$	106 \$	<b>1 304 \$</b>	18 \$	333 \$	– \$	<b>1 655 \$</b>	
Goodwill	7 970 \$	1 794 \$	586 \$	913 \$	228 \$	235 \$	251 \$	<b>11 977 \$</b>	27 \$	– \$	– \$	<b>12 004 \$</b>	
Total de l'actif	19 799	10 205	3 726	7 305	4 831	2 328	4 185	<b>52 379</b>	711	641	(327)	<b>53 404</b>	
Dépenses d'investissement	1 148	915	317	463	423	106	295	<b>3 667</b>	28	25	–	<b>3 720</b>	

Exercice clos le  
31 décembre 2018  
(en millions)

Produits	1 504 \$	2 202 \$	924 \$	1 187 \$	579 \$	408 \$	1 412 \$	8 216 \$	184 \$	– \$	(10) \$	8 390 \$
Coûts de l'approvisionnement énergétique	–	868	315	322	–	135	853	2 493	2	–	–	2 495
Charges d'exploitation	448	609	410	308	167	105	182	2 229	40	28	(10)	2 287
Amortissements	234	272	71	219	192	61	160	1 209	32	2	–	1 243
Bénéfice d'exploitation	822	453	128	338	220	107	217	2 285	110	(30)	–	2 365
Autres produits, montant net	40	10	7	7	1	3	1	69	1	(10)	–	60
Charges financières	285	104	41	134	100	40	76	780	6	188	–	974
Charge d'impôt sur le résultat	139	66	20	55	1	14	22	317	6	(158)	–	165
Bénéfice net	438	293	74	156	120	56	120	1 257	99	(70)	–	1 286
Participations ne donnant pas le contrôle	77	–	–	1	–	–	15	93	27	–	–	120
Dividendes sur actions privilégiées	–	–	–	–	–	–	–	–	–	66	–	66
Bénéfice net attribuable aux Actionnaires ordinaires	361 \$	293 \$	74 \$	155 \$	120 \$	56 \$	105 \$	1 164 \$	72 \$	(136) \$	– \$	1 100 \$
Goodwill	8 369 \$	1 884 \$	615 \$	913 \$	227 \$	235 \$	260 \$	12 503 \$	27 \$	– \$	– \$	12 530 \$
Total de l'actif	19 798	10 182	3 670	6 815	4 691	2 244	4 119	51 519	1 478	127	(73)	53 051
Dépenses d'investissement	998	599	245	486	433	106	300	3 167	44	7	–	3 218

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

## 6. PRODUITS

<i>(en millions)</i>	<b>2019</b>	2018
<b>Produits liés à l'électricité et au gaz</b>		
États-Unis		
ITC	<b>1 697 \$</b>	1 539 \$
UNS Energy	<b>1 966</b>	1 993
Central Hudson	<b>894</b>	963
Canada		
FortisBC Energy	<b>1 289</b>	1 136
FortisAlberta	<b>576</b>	554
FortisBC Electric	<b>362</b>	354
Newfoundland Power	<b>671</b>	651
Maritime Electric	<b>209</b>	200
FortisOntario	<b>206</b>	197
Caraiïbes		
Caribbean Utilities	<b>270</b>	253
FortisTCl	<b>85</b>	78
<b>Total des produits liés à l'électricité et au gaz</b>	<b>8 225</b>	7 918
Produits liés aux autres services <sup>1</sup>	<b>374</b>	408
<b>Produits tirés de contrats conclus avec des clients</b>	<b>8 599</b>	8 326
Revenus alternatifs <sup>2</sup>	<b>116</b>	16
Autres produits des activités ordinaires	<b>68</b>	48
<b>Total des produits</b>	<b>8 783 \$</b>	8 390 \$

<sup>1</sup> Comprend des montants de 273 millions \$ et de 234 millions \$ liés aux activités réglementées pour 2019 et 2018, respectivement.

<sup>2</sup> Comprend un ajustement de 91 millions \$ lié à l'ordonnance de la FERC émise en novembre 2019 (notes 2 et 9).

### *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*

Les produits liés à l'électricité et au gaz comprennent les produits tirés de la vente ou de la livraison d'électricité et de gaz, les produits liés aux services de transport et les produits liés à l'électricité de gros, qui sont tous fondés sur des tarifs approuvés par l'autorité de réglementation.

Les produits liés aux autres services comprennent i) les produits liés aux frais de gestion d'UNS Energy pour l'exploitation des unités 3 et 4 de Springerville, ii) les produits découlant des activités d'optimisation de stockage d'Aitken Creek, iii) la vente d'énergie découlant d'activités de production non réglementées, y compris l'Expansion de Waneta jusqu'à sa cession le 16 avril 2019 (note 23), et iv) les produits tirés d'autres services qui reflètent les activités ordinaires des entreprises de services publics de Fortis.

### *Revenus alternatifs*

Les programmes générateurs de revenus alternatifs permettent aux entreprises de services publics d'ajuster les tarifs futurs en fonction des activités passées, ou d'événements terminés, si certains critères sont respectés. Les revenus alternatifs sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'engagement et un actif ou un passif réglementaire correspondant est comptabilisé jusqu'au règlement des produits. Au moment du règlement, les produits ne sont pas comptabilisés à titre de produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients, mais plutôt à titre de règlement de l'actif ou du passif réglementaire. Les principaux programmes générateurs de revenus alternatifs de la Société sont résumés ci-après.

Les tarifs d'ITC établis selon une formule sont assortis d'un mécanisme d'ajustement annuel qui compare les besoins en produits réels et le montant des produits facturés. L'insuffisance ou l'excédent de recouvrement est comptabilisé à titre d'actif ou de passif réglementaire et reflété dans les taux futurs des deux années subséquentes (note 9). Les tarifs établis selon une formule n'ont pas à être approuvés annuellement par l'autorité de réglementation, bien qu'ils puissent faire l'objet d'une contestation juridique.

Le supplément de facturation lié au mécanisme de recouvrement des coûts fixes irrécupérables d'UNS Energy vise le recouvrement des coûts fixes irrécupérables, conformément à une réduction des produits non liés au combustible, découlant des économies liées à l'efficacité énergétique et de la production décentralisée. Pour recouvrer l'actif réglementaire lié au recouvrement des coûts fixes irrécupérables, UNS Energy doit déposer une demande annuelle d'ajustement du recouvrement des coûts fixes irrécupérables auprès de l'ACC à l'égard des produits liés au recouvrement des coûts fixes irrécupérables comptabilisés à l'exercice précédent. Le recouvrement est assujéti à un plafond de 2 % du total des produits de détail d'un exercice à l'autre. Le supplément de facturation lié à la gestion axée sur la demande d'UNS Energy, qui est approuvé par l'ACC chaque année, permet de compenser les coûts engagés pour la conception et la mise en œuvre de programmes économiques d'efficacité énergétique et de gestion de l'offre et de la demande jusqu'à ce que ces coûts ainsi qu'une prime de rendement soient reflétés dans les tarifs de base non liés au combustible.

En ce qui concerne FortisBC Energy et FortisBC Electric, le mécanisme de partage des bénéfices prévoit le partage en parts égales des écarts par rapport aux charges d'exploitation et d'entretien et aux dépenses d'investissement approuvées dans le cadre des besoins en produits annuels. Ce mécanisme est demeuré en vigueur jusqu'à l'expiration de l'actuel régime de TAR en 2019. En outre, les écarts entre les prévisions et les tarifs réels en fonction de l'utilisation des clients sont enregistrés tout au long de l'exercice dans le cadre d'un mécanisme d'ajustement de stabilisation des produits et d'un compte de report des transferts, dont les montants sont remboursés aux clients ou recouvrés auprès de ces derniers à même les tarifs sur une période de deux ans.

### Autres produits des activités ordinaires

Les autres produits des activités ordinaires comprennent essentiellement les profits et les pertes liés aux dérivés sur les contrats d'énergie et les produits locatifs.

## 7. DÉBITEURS ET AUTRES ACTIFS COURANTS

(en millions)	2019	2018
Créances clients	504 \$	538 \$
Créances non facturées	601	575
Correction de valeur pour créances douteuses	(35)	(33)
<b>Total des débiteurs</b>	<b>1 070</b>	1 080
Impôt à recevoir	35	91
Autres <sup>1)</sup>	192	186
	<b>1 297 \$</b>	1 357 \$

<sup>1)</sup> Le poste Autres comprend principalement les sommes facturées aux clients pour des services non essentiels, le coût des mesures d'atténuation des gaz à effet de serre, les dépôts de garantie pour des achats de gaz de FortisBC Energy et la juste valeur des instruments dérivés (note 28).

## 8. STOCKS

(en millions)	2019	2018
Matériaux et fournitures	294 \$	280 \$
Gaz et combustible stockés	69	87
Stocks de charbon	31	31
	<b>394 \$</b>	398 \$

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

## 9. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

<i>(en millions)</i>	<b>2019</b>	2018
<b>Actifs réglementaires</b>		
Impôt différé <i>(notes 3 et 25)</i>	<b>1 556 \$</b>	1 532 \$
Avantages du personnel futurs <i>(notes 3 et 26)</i>	<b>530</b>	485
Coûts de gestion de l'énergie différés <i>i)</i>	<b>279</b>	230
Comptes de stabilisation tarifaire et comptes connexes <i>ii)</i>	<b>208</b>	90
Dérivés <i>(notes 3 et 28)</i>	<b>119</b>	57
Charges locatives différées <i>iii)</i>	<b>116</b>	110
Coûts de mise hors service anticipée liée à la production <i>iv)</i>	<b>88</b>	98
Report relatif à la remise en état des centrales au gaz <i>(note 17)</i>	<b>81</b>	73
Autres actifs réglementaires <i>v)</i>	<b>406</b>	400
<b>Total des actifs réglementaires</b>	<b>3 383</b>	3 075
<b>Moins : tranche courante</b>	<b>(425)</b>	(324)
<b>Actifs réglementaires à long terme</b>	<b>2 958 \$</b>	2 751 \$
<b>Passifs réglementaires</b>		
Impôt différé <i>(notes 3 et 25)</i>	<b>1 440 \$</b>	1 574 \$
Provision pour coûts d'enlèvement d'immobilisations <i>(note 3)</i>	<b>1 187</b>	1 169
Comptes de stabilisation tarifaire et comptes connexes <i>ii)</i>	<b>166</b>	220
Passif lié à l'efficacité énergétique <i>vi)</i>	<b>101</b>	106
Supplément de facturation au titre de l'énergie renouvelable <i>vii)</i>	<b>94</b>	85
Passif au titre des plaintes relatives au RCP <i>(note 2)</i>	<b>91</b>	206
Compte modérateur des tarifs de l'électricité et du gaz <i>viii)</i>	<b>45</b>	60
Avantages du personnel futurs <i>(notes 3 et 26)</i>	<b>45</b>	37
Autres passifs réglementaires <i>v)</i>	<b>189</b>	169
<b>Total des passifs réglementaires</b>	<b>3 358</b>	3 626
<b>Moins : tranche courante</b>	<b>(572)</b>	(656)
<b>Passifs réglementaires à long terme</b>	<b>2 786 \$</b>	2 970 \$

*i) Coûts de gestion de l'énergie différés*  
Certaines filiales réglementées fournissent des services de gestion de l'énergie afin de faciliter la mise en œuvre, auprès de la clientèle, de programmes d'efficacité énergétique aux termes desquels les dépenses connexes ont été différées à titre d'actif réglementaire, puis sont amorties et recouvrées auprès des clients à même les tarifs, selon le mode linéaire sur des périodes allant de un an à dix ans.

*ii) Comptes de stabilisation tarifaire et comptes connexes*  
Les comptes de stabilisation tarifaire servent à atténuer la volatilité des bénéfices qui, autrement, découlerait de la variabilité du coût du combustible, de l'électricité achetée et du gaz naturel à un niveau supérieur ou inférieur à celui prévu ou préétabli en fonction de la variabilité des volumes selon les conditions météorologiques. Pour certaines entreprises de services publics, des mécanismes de dissociation des produits visent à atténuer l'incidence sur les bénéfices de toute diminution de la consommation d'énergie amenée par la mise en œuvre de programmes d'efficacité énergétique. Les montants différés qui en découlent sont recouverts auprès de la clientèle ou lui sont remboursés à même les tarifs futurs, tel qu'il est approuvé par les autorités de réglementation concernées.

Les comptes connexes comprennent le mécanisme d'ajustement annuel d'ITC (note 6).

iii) *Charges locatives différées*

Les charges locatives différées de FortisBC Electric ont trait principalement au contrat d'achat d'électricité Brilliant (le « contrat BPPA ») (note 16). L'amortissement de l'actif en vertu du contrat de location-financement et les charges d'intérêts associées à l'obligation liée au contrat de location-financement ne sont pas totalement recouverts dans les tarifs courants facturés aux clients puisque ces tarifs ne reflètent que les paiements en trésorerie de loyers exigés aux termes du contrat BPPA. Les écarts annuels sont différés à titre d'actif réglementaire, lequel devrait être recouvert auprès de la clientèle dans les tarifs futurs sur la durée du contrat, qui arrive à expiration en 2056.

iv) *Coûts de mise hors service anticipée liée à la production*

UNS Energy détient conjointement une participation indivise dans Navajo Generating Station (« Navajo »), laquelle est située sur un site loué auprès de la nation Navajo et dont le contrat de location initial a pris fin en décembre 2019. En juin 2017, la nation Navajo a approuvé une prorogation du contrat de location terrain qui permettait à TEP et aux copropriétaires de Navajo de poursuivre l'exploitation jusqu'en décembre 2019 et d'entamer les activités de démantèlement par la suite. TEP et les copropriétaires ont procédé à la mise hors service de Navajo en novembre 2019 et ont entamé les activités de démantèlement, lesquelles se poursuivront jusqu'en 2054. Les coûts d'investissement et d'exploitation font l'objet d'un recouvrement qui prendra fin en 2030.

UNS Energy détient l'installation de production de Sundt (« Sundt ») et a dû procéder à la mise hors service des unités 1 et 2 de Sundt en novembre 2019. Les coûts d'investissement et d'exploitation liés aux unités 1 et 2 de Sundt font l'objet d'un recouvrement qui prendra fin en 2028 et en 2030, respectivement.

En raison de la mise hors service anticipée de Navajo et de Sundt, TEP a demandé le recouvrement des coûts de mise hors service définitifs sur une période de 10 ans dans la demande tarifaire générale de 2019.

v) *Autres actifs et passifs réglementaires*

Ces soldes comprennent les actifs et les passifs réglementaires dont la valeur individuelle est inférieure à 40 millions \$.

vi) *Passif lié à l'efficacité énergétique*

Le passif lié à l'efficacité énergétique se rapporte principalement au programme d'efficacité énergétique de Central Hudson mis en œuvre pour financer les politiques environnementales associées aux programmes de conservation de l'énergie approuvés par son autorité de réglementation.

vii) *Supplément de facturation au titre de l'énergie renouvelable*

Aux termes de la norme sur l'énergie renouvelable (« NER ») de l'ACC, UNS Energy est tenue d'augmenter son utilisation d'énergie renouvelable chaque année jusqu'à ce qu'elle représente au moins 15 % du total de ses besoins énergétiques de détail annuels, d'ici 2025. Le coût de la mise en œuvre de ce plan est recouvert auprès des clients de détail au moyen d'un supplément de facturation au titre de la NER. S'il y a un écart positif ou négatif entre le recouvrement de supplément de facturation au titre de la NER et les coûts engagés pour mettre en œuvre les plans, le montant de cet écart est différé à titre d'actif ou de passif réglementaire.

L'ACC mesure la conformité à la NER à l'aide des crédits d'énergie renouvelable (« CER »). Chaque CER équivaut à un kilowattheure produit à partir de ressources renouvelables. Quand UNS Energy achète de l'énergie renouvelable, la prime payée par rapport aux prix du marché de l'électricité traditionnelle constitue le coût des CER recouvrable au moyen du supplément de facturation au titre de la NER. Quand des CER sont achetés, UNS Energy comptabilise leur coût au poste Autres actifs à long terme (note 10) et un passif réglementaire correspondant pour refléter l'obligation d'utiliser les CER afin de se conformer à la NER dans l'avenir. Quand les CER sont présentés à l'ACC aux fins de conformité aux exigences de la NER, les coûts et les produits de l'approvisionnement en énergie sont comptabilisés à un montant correspondant.

viii) *Compte modérateur des tarifs de l'électricité et du gaz*

Aux termes de l'ordonnance tarifaire de trois ans de Central Hudson de 2018, certains des actifs et des passifs réglementaires ont été approuvés par la PSC à des fins de compensation, et un compte modérateur des tarifs de l'électricité et du gaz a été établi et servira à modérer les tarifs futurs facturés aux clients.

Les actifs réglementaires qui ne produisent pas de rendement : i) ont totalisé 1 510 millions \$ et 1 490 millions \$ aux 31 décembre 2019 et 2018, respectivement; ii) sont principalement liés à l'impôt différé et aux avantages du personnel futurs; et iii) ne représentent habituellement pas un décaissement antérieur étant donné qu'ils sont contrebalancés par des passifs connexes qui, de la même manière, n'engagent aucun coût de détention aux fins de l'établissement des tarifs. Les périodes de recouvrement varient ou doivent être déterminées par les autorités de réglementation concernées.

## Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

### 10. AUTRES ACTIFS

<i>(en millions)</i>	<b>2019</b>	2018
Régime de retraite supplémentaire à l'intention des dirigeants	<b>145 \$</b>	143 \$
Crédits d'énergie renouvelable (note 9 (vii))	<b>99</b>	88
Participation en actions – Belize Electricity	<b>71</b>	76
Avantages du personnel futurs (note 26)	<b>63</b>	27
Contrats de location simple (note 16)	<b>46</b>	–
Autres placements	<b>43</b>	34
Régime de rémunération différé	<b>30</b>	26
Participation en actions – société en commandite Wataynikaneyap	<b>12</b>	43
Autres <sup>1</sup>	<b>111</b>	115
	<b>620 \$</b>	552 \$

<sup>1</sup> Comprend la juste valeur des dérivés (note 28).

ITC, UNS Energy et Central Hudson offrent d'autres avantages postérieurs à l'emploi au moyen d'un régime de retraite supplémentaire à l'intention des dirigeants (« RRSB ») et d'un régime de rémunération différé à l'intention des administrateurs et des dirigeants. Les actifs détenus au soutien de ces régimes sont présentés séparément des passifs connexes (note 17). La plupart des actifs des régimes sont détenus en fiducie et financés en grande partie par l'utilisation de polices d'assurance-vie détenues par une fiducie et de fonds communs de placement. Les actifs placés dans des fonds communs de placement et des fonds du marché monétaire sont comptabilisés à la juste valeur sur une base récurrente (note 28). Pour ITC, des titres disponibles à la vente totalisant 70 millions \$ (2018 – 72 millions \$) sont inclus dans les actifs du RRSB, et les profits et les pertes se rapportant à ces titres sont comptabilisés en résultat.

### 11. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

<i>(en millions)</i>	<b>Coût</b>	<b>Amortissement cumulé</b>	<b>Valeur comptable nette</b>
<b>2019</b>			
Distribution			
Électricité <sup>1</sup>	<b>11 396 \$</b>	<b>(3 125) \$</b>	<b>8 271 \$</b>
Gaz	<b>5 277</b>	<b>(1 330)</b>	<b>3 947</b>
Transport			
Électricité	<b>15 207</b>	<b>(3 293)</b>	<b>11 914</b>
Gaz	<b>2 267</b>	<b>(681)</b>	<b>1 586</b>
Production	<b>6 380</b>	<b>(2 472)</b>	<b>3 908</b>
Autres	<b>4 042</b>	<b>(1 327)</b>	<b>2 715</b>
Actifs en construction	<b>1 329</b>	–	<b>1 329</b>
Terrains	<b>318</b>	–	<b>318</b>
	<b>46 216 \$</b>	<b>(12 228) \$</b>	<b>33 988 \$</b>
<b>2018</b>			
Distribution			
Électricité <sup>1</sup>	11 000 \$	(3 093) \$	7 907 \$
Gaz	4 767	(1 244)	3 523
Transport			
Électricité	14 665	(3 212)	11 453
Gaz	2 214	(639)	1 575
Production	6 164	(2 279)	3 885
Autres	3 877	(1 251)	2 626
Actifs en construction	1 478	–	1 478
Terrains	310	–	310
	44 475 \$	(11 718) \$	32 757 \$

<sup>1</sup> Comprend les frais d'exploitation indirects différés de FortisAlberta de 121 millions \$ (31 décembre 2018 – 103 millions \$), lesquels représentent les coûts liés à la construction d'immobilisations corporelles qui sont différés à des fins de recouvrement dans les tarifs futurs facturés aux clients sur la durée d'utilité des immobilisations corporelles connexes. Ces coûts ont été reclassés des actifs réglementaires à long terme aux immobilisations corporelles afin d'améliorer la comparabilité entre les filiales.

Les actifs de distribution d'électricité sont ceux qui sont utilisés pour la distribution d'électricité à de basses tensions (habituellement de moins de 69 kilovolts [« kV »]). Ces actifs comprennent les poteaux, les tours et les montages, les câbles à basse tension, les transformateurs, les conducteurs aériens et souterrains, l'éclairage des voies publiques, les compteurs, les appareils de mesurage et le matériel divers connexe. Les actifs de distribution de gaz sont ceux qui sont utilisés aux fins du transport du gaz naturel à de basses pressions (habituellement de moins de 2 070 kilopascals [« kPa »]) ou une contrainte circonférentielle à moins de 20 % de la limite d'élasticité minimale standard. Ces actifs comprennent les stations de distribution, l'équipement de télémétrie, les conduites de distribution pour canalisations principales et branchements de service, les compteurs et le matériel divers connexe.

Les actifs de transport d'électricité sont ceux qui sont utilisés pour le transport de l'électricité à des tensions plus élevées (habituellement de 69 kV et plus). Ces actifs comprennent les poteaux, les câbles, l'équipement de commutation, les transformateurs, les structures de soutien et le matériel divers connexe. Les actifs de transport de gaz sont ceux utilisés pour le transport du gaz naturel à des pressions plus élevées (habituellement de 2 070 kPa et plus) ou une contrainte circonférentielle de 20 % ou plus de la limite d'élasticité minimale standard. Ces actifs comprennent les stations de transport, l'équipement de télémétrie, les pipelines de transport et le matériel divers connexe.

Les actifs de production sont ceux utilisés pour la production d'électricité. Ces actifs comprennent les centrales hydroélectriques et thermiques, les turbines à gaz et à combustion, les centrales alimentées au charbon, les barrages, les réservoirs, les systèmes photovoltaïques, le matériel éolien et le matériel divers connexe.

Les autres actifs comprennent les bâtiments, le matériel, les véhicules, les stocks, les biens liés aux technologies de l'information et l'installation de stockage de gaz naturel Aitken Creek.

Aux 31 décembre 2019 et 2018, les actifs en construction étaient principalement liés à des projets de transport en cours pour ITC et à l'ajout d'une capacité de production alimentée au gaz naturel pour UNS Energy.

Le coût des immobilisations corporelles faisant l'objet de contrats de location-financement au 31 décembre 2019 s'établissait à 514 millions \$ (31 décembre 2018 – 656 millions \$), et l'amortissement cumulé connexe était de 206 millions \$ (31 décembre 2018 – 203 millions \$) (note 16).

### Installations détenues conjointement

UNS Energy et ITC détiennent des participations indivises dans des centrales et des réseaux de transport détenus conjointement, ont droit à leur quote-part des immobilisations corporelles et sont proportionnellement responsables des coûts d'exploitation et des passifs. Au 31 décembre 2019, les participations dans les centrales détenues conjointement se composaient principalement de ce qui suit :

	Participation (%)	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
<i>(en millions, sauf indication contraire)</i>				
Unité 1 de San Juan	50,0	377 \$	(251) \$	126 \$
Unités 4 et 5 de Four Corners	7,0	234	(100)	134
Installation Luna Energy	33,3	74	(1)	73
Installations communes de Gila River	50,0	105	(35)	70
Installations de manutention de charbon de Springerville	83,0	270	(117)	153
Réseaux de transport	1,0–80,0	982	(384)	598
		<b>2 042 \$</b>	<b>(888) \$</b>	<b>1 154 \$</b>

## Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

### 12. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
<b>2019</b>			
Logiciels	946 \$	(576) \$	370 \$
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	890	(122)	768
Autres	115	(61)	54
Actifs en construction	68	-	68
	<b>2 019 \$</b>	<b>(759) \$</b>	<b>1 260 \$</b>
<b>2018</b>			
Logiciels	860 \$	(533) \$	327 \$
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	855	(125)	730
Autres	120	(58)	62
Actifs en construction	81	-	81
	1 916 \$	(716) \$	1 200 \$

Le coût des droits fonciers, des droits de transport et des droits d'usage de l'eau au 31 décembre 2019 comprenait un montant de 133 millions \$ (31 décembre 2018 – 131 millions \$) non amortissable. La dotation aux amortissements a été de 125 millions \$ pour 2019 (2018 – 106 millions \$). L'amortissement devrait s'établir en moyenne à environ 77 millions \$ pour chacun des cinq prochains exercices.

### 13. GOODWILL

<i>(en millions)</i>	2019	2018
Solde au début de l'exercice	12 530 \$	11 644 \$
Acquisition de réseaux de distribution par FortisAlberta	1	-
Incidence du change <sup>1)</sup>	(527)	886
Solde à la fin de l'exercice	12 004 \$	12 530 \$

<sup>1)</sup> Ce poste est lié à la conversion du goodwill associé à l'acquisition d'ITC, d'UNS Energy, de Central Hudson, de Caribbean Utilities et de FortisTCl, dont la monnaie fonctionnelle est le dollar américain.

En 2019 et en 2018, aucune perte de valeur au titre du goodwill n'a été comptabilisée par la Société.

### 14. CRÉDITEURS ET AUTRES PASSIFS COURANTS

<i>(en millions)</i>	2019	2018
Dettes fournisseurs	754 \$	679 \$
Rémunération et avantages du personnel à payer	229	193
Dividendes à verser	228	199
Dépôts de clients et autres dépôts	226	267
Coûts du gaz et du combustible à payer	225	281
Impôts à payer autres que l'impôt sur le résultat	223	206
Intérêts à payer	212	230
Juste valeur des dérivés (note 28)	83	69
Remise en état des centrales au gaz (note 17)	31	32
Avantages du personnel futurs (note 26)	24	25
Autres	143	108
	<b>2 378 \$</b>	<b>2 289 \$</b>

## 15. DETTE À LONG TERME

(en millions)	Date d'échéance	2019	2018
<i>ITC</i>			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,46 % (2018 – 4,51 %)	2020–2055	<b>2 624 \$</b>	2 652 \$
Billets de premier rang garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,26 % (2018 – 4,19 %)	2040–2049	<b>747</b>	648
Billets de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 3,79 % (2018 – 3,91 %)	2020–2043	<b>3 312</b>	3 751
Billet d'actionnaire non garanti en dollars américains – taux fixe de 6,00 % (2018 – 6,00%)	2028	<b>258</b>	271
Convention d'emprunts à terme non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 2,35 %	2021	<b>260</b>	–
<i>UNS Energy</i>			
Obligations non garanties exonérées d'impôts en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 4,64 % (2018 – 4,66 %)	2020–2040	<b>603</b>	654
Billets non garantis à taux fixe en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,38 % (2018 – 4,38 %)	2021–2048	<b>1 851</b>	1 943
<i>Central Hudson</i>			
Billets non garantis en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 4,27 % (2018 – 4,43 %)	2020–2059	<b>986</b>	938
<i>FortisBC Energy</i>			
Débiteures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 4,87 % (2018 – 5,03 %)	2026–2049	<b>2 795</b>	2 595
<i>FortisAlberta</i>			
Débiteures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 4,64 % (2018 – 4,64 %)	2024–2052	<b>2 185</b>	2 185
<i>FortisBC Electric</i>			
Débiteures garanties – taux fixe de 8,80 % (2018 – 8,80 %)	2023	<b>25</b>	25
Débiteures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 5,05 % (2018 – 5,05 %)	2021–2050	<b>710</b>	710
<i>Autres entreprises d'électricité</i>			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties à fonds d'amortissement – taux fixe moyen pondéré de 6,14 % (2018 – 6,14 %)	2020–2057	<b>571</b>	578
Obligations hypothécaires de premier rang garanties – taux fixe moyen pondéré de 5,66 % (2018 – 5,66 %)	2025–2061	<b>220</b>	220
Billets de premier rang non garantis – taux fixe moyen pondéré de 4,45 % (2018 – 4,45 %)	2041–2048	<b>152</b>	152
Billets et obligations de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 4,53 % (2018 – 4,76 %)	2020–2049	<b>645</b>	584
<i>Siège social</i>			
Billets et billets à ordre de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 3,80 % (2018 – 3,41 %)	2020–2044	<b>2 903</b>	4 398
Débiteures non garanties – taux fixe de 6,50 % (2018 – 6,50 %)	2039	<b>200</b>	200
Billets de premier rang non garantis – taux fixe de 2,85 % (2018 – 2,85 %)	2023	<b>500</b>	500
Emprunts sur les facilités de crédit classés à long terme		<b>640</b>	1 066
Ajustement de la juste valeur – acquisition d'ITC		<b>133</b>	161
Total de la dette à long terme (note 28)		<b>22 320</b>	24 231
Moins : coûts de financement différés et escomptes sur la dette		<b>(129)</b>	(146)
Moins : tranche courante de la dette à long terme		<b>(690)</b>	(926)
		<b>21 501 \$</b>	23 159 \$

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

### 15. DETTE À LONG TERME (suite)

La plupart des emprunts à long terme des entreprises de services publics réglementés de la Société sont remboursables au gré des entreprises de services publics concernées à la valeur nominale ou à un prix précis, selon la plus élevée des valeurs, plus les intérêts courus et impayés sur le capital. Lorsqu'une garantie est fournie, c'est habituellement au moyen d'une charge de premier rang fixe ou variable sur les actifs précis de l'entreprise de services publics.

Les débetures non garanties et les billets de premier rang non garantis de la Société sont rachetables au gré de Fortis à la valeur la plus élevée entre la valeur nominale et un prix précis, plus les intérêts courus et impayés.

Certains emprunts à long terme de la Société comportent des clauses qui i) restreignent l'émission de titres d'emprunt supplémentaires de façon à ce que le ratio d'endettement consolidé ne puisse excéder 70 % en tout temps, et ii) prévoient que la société s'abstiendra de déclarer, de verser ou d'annoncer un dividende ou tout autre paiement restreint si, immédiatement par la suite, son ratio d'endettement consolidé excédait 65 %.

### Émissions de titres d'emprunt à long terme

<i>(en millions, sauf les pourcentages)</i>	<b>Mois de l'émission</b>	<b>Taux d'intérêt (en %)</b>	<b>Échéance</b>	<b>Montant</b>	<b>Affectation du produit</b>
ITC					
Billets garantis	Janvier	4,55	2049	50 US	1,2,3
Convention d'emprunt à terme non garanti <sup>4</sup>	Juin	<sup>5</sup>	2021	200 US	<sup>6</sup>
Billets garantis	Juillet	4,65	2049	50 US	1,2,3
Obligations hypothécaires de premier rang	Août	3,30	2049	75 US	1,2,3
Central Hudson					
Billets non garantis	Octobre	3,89	2049	50 US	2,3,6
Billets non garantis	Octobre	3,99	2059	50 US	2,3,6
FortisBC Energy					
Débetures non garanties	Août	2,82	2049	200	<sup>7</sup>
FortisTCl					
Emprunt à terme non renouvelable non garanti	Février	<sup>7</sup>	2025	5 US	2,3
Caribbean Utilities					
Billets non garantis	Mai	4,14	2049	40 US	1,3,6
Billets non garantis	Août	4,14	2049	20 US	2,3,6
Billets non garantis	Août	3,83	2039	20 US	2,3,6

<sup>1)</sup> Remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit.

<sup>2)</sup> Financement de dépenses d'investissement.

<sup>3)</sup> Fins générales de la Société.

<sup>4)</sup> Le montant maximal pouvant être emprunté en vertu de cette convention est de 400 millions \$ US. En janvier 2020, le solde de 200 millions \$ US a été prélevé pour rembourser l'encours du papier commercial.

<sup>5)</sup> Taux variable correspondant au LIBOR à un mois, majoré de 0,60 %.

<sup>6)</sup> Remboursement de la dette à long terme arrivant à échéance.

<sup>7)</sup> Taux variable correspondant au LIBOR à un mois majoré de 1,75 %.

Fortis a affecté le produit de la cession de l'Expansion de Waneta (note 23) au remboursement des emprunts sur les facilités de crédit et au rachat, au moyen d'une offre publique de rachat, d'une tranche de 400 millions \$ US de ses billets de premier rang non garantis à 3,055 % échéant en 2026 en circulation. Un profit lié au remboursement de la dette de 11 millions \$ (7 millions \$ après impôt), déduction faite des charges, a été comptabilisé au poste Autres produits, montant net (note 24).

Fortis a affecté le produit de l'émission d'actions ordinaires (note 18) au remboursement d'un montant de 500 millions \$ US des billets non garantis à 2,10 % échéant en 2021, au remboursement des emprunts sur les facilités de crédit et aux fins générales de la Société.

En janvier 2020, ITC a conclu une convention d'emprunt à terme non garanti échéant en janvier 2021, aux termes de laquelle le montant maximal de 75 millions \$ US pouvant être emprunté a été prélevé. Le produit a servi au remboursement des emprunts sur les facilités de crédit.

### Remboursements sur la dette à long terme

Le calendrier des remboursements de capital requis s'établit comme suit pour chacun des cinq prochains exercices et par la suite, de manière consolidée :

<i>(Année)</i>	<b>Total</b> <i>(en millions)</i>
2020	690 \$
2021	872
2022	1 146
2023	1 553
2024	1 106
Par la suite	16 953
	<b>22 320 \$</b>

### Facilités de crédit

Au 31 décembre 2019, la Société et ses filiales disposaient de facilités de crédit consolidées d'environ 5,6 milliards \$, dont un montant d'environ 4,3 milliards \$ était inutilisé, y compris une tranche inutilisée de 1,3 milliard \$ de la facilité de crédit renouvelable confirmée de la Société.

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

<i>(en millions)</i>	Entreprises de services publics réglementés	Siège social et autres	<b>2019</b>	2018
Total des facilités de crédit	4 209 \$	1 381 \$	<b>5 590 \$</b>	5 165 \$
Facilités de crédit utilisées :				
Emprunts à court terme <sup>1</sup>	(512)	–	<b>(512)</b>	(60)
Dette à long terme (y compris la tranche courante) <sup>2</sup>	(640)	–	<b>(640)</b>	(1 066)
Lettres de crédit en cours	(64)	(50)	<b>(114)</b>	(119)
<b>Facilités de crédit inutilisées</b>	<b>2 993 \$</b>	<b>1 331 \$</b>	<b>4 324 \$</b>	3 920 \$

<sup>1</sup> Le taux d'intérêt moyen pondéré était d'environ 3,2 % (31 décembre 2018 – 4,2 %).

<sup>2</sup> Le taux d'intérêt moyen pondéré était d'environ 2,4 % (31 décembre 2018 – 3,3 %). La tranche courante se chiffrait à 252 millions \$ (31 décembre 2018 – 735 millions \$).

Les facilités de crédit sont principalement conclues auprès de grandes banques canadiennes et américaines, aucune banque ne détenant plus de 20 % du total de ces facilités. Une tranche d'environ 5,1 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités confirmées qui viennent à échéance entre 2020 et 2024.

## Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

### 15. DETTE À LONG TERME (suite)

Les facilités de crédit consolidées d'environ 5,6 milliards \$ au 31 décembre 2019 sont présentées en détail ci-dessous.

(en millions)	Montant	Échéance
<b>Facilités de crédit renouvelables confirmées non garanties</b>		
Entreprises de services publics réglementés		
ITC <sup>1</sup>	900 US	Octobre 2022
UNS Energy	500 US	Octobre 2022
Central Hudson	250 US	<sup>2</sup>
FortisBC Energy	700	Août 2024
FortisAlberta	250	Août 2024
FortisBC Electric	150	Avril 2024
Autres entreprises d'électricité	190	<sup>3</sup>
Autres entreprises d'électricité <sup>4</sup>	50 US	Janvier 2020
Siège social et autres	1 350	<sup>5</sup>
<b>Autres facilités</b>		
UNS Energy – facilité non renouvelable non garantie	225 US	Décembre 2020
Central Hudson – facilité de crédit non confirmée	40 US	s.o.
FortisBC Electric – facilité de découvert à vue non garantie	10	s.o.
Autres entreprises d'électricité – facilités remboursables à vue non garanties	20	s.o.
Autres entreprises d'électricité – facilité remboursable à vue non garantie et prêt de soutien d'urgence	60 US	Avril 2020
Siège social et autres – facilité non renouvelable non garantie	31	s.o.

<sup>1</sup> ITC dispose également d'un programme de papier commercial d'un montant de 400 millions \$ US, aux termes duquel un montant de 200 millions \$ US était en cours au 31 décembre 2019, lequel est présenté dans les emprunts à court terme.

<sup>2</sup> 50 millions \$ US en juillet 2020 et 200 millions \$ US en octobre 2020.

<sup>3</sup> 40 millions \$ en juin 2021, 50 millions \$ en février 2022 et 100 millions \$ en août 2024.

<sup>4</sup> Après la fin de l'exercice, la facilité a été augmentée, pour s'établir à 70 millions \$ US, et l'échéance a été prorogée à janvier 2025.

<sup>5</sup> 50 millions \$ US en avril 2022 et 1,3 milliard \$ en juillet 2024, avec l'option d'augmenter la facilité d'un montant d'au plus 500 millions \$.

### 16. CONTRATS DE LOCATION

La Société et ses filiales louent des installations de bureau, du matériel lié aux services publics, des terrains et des tours de communication aux termes de contrats de location dont la durée restante va jusqu'à 22 ans et qui prévoient des options de renouvellement. Certains contrats de location prévoient des paiements de loyer ajustés périodiquement en fonction de l'inflation ou exigent le paiement de montants liés aux impôts fonciers, aux assurances et à l'entretien ou d'autres charges d'exploitation associées aux locaux loués.

Les filiales de la Société ont également des contrats de location-financement liés aux centrales hydroélectriques dont la durée restante va jusqu'à 36 ans.

Les contrats de location sont présentés dans le bilan consolidé comme suit :

(en millions)	2019
<b>Contrats de location simple</b>	
Autres actifs	46 \$
Créditeurs et autres passifs courants	(8)
Autres passifs	(38)
<b>Contrats de location-financement<sup>1,2,3</sup></b>	
Actifs réglementaires	116 \$
Immobilisations corporelles, montant net	308
Tranche courante des contrats de location-financement	(24)
Contrats de location-financement	(413)

<sup>1</sup> FortisBC Electric détient un contrat de location-financement relativement au contrat BPPA (note 9 (iii)), lequel est lié à la vente de la production de la centrale hydroélectrique Brilliant, et un contrat de location-financement relativement au poste de transformation Brilliant (« PTB »), lequel est lié à l'utilisation du poste. Les deux contrats arrivent à échéance en 2056. En contrepartie de l'achat ferme de quantités précises d'électricité, le contrat BPPA exige des versements semestriels fondés sur un rendement du capital, lesquels comprennent le coût en capital initial et continu ainsi que les coûts liés à l'achat d'électricité variables connexes. L'entente liée au PTB exige des versements semestriels fondés sur une charge liée au recouvrement du coût en capital du PTB et sur les coûts d'exploitation variables connexes.

<sup>2</sup> TEP est partie à deux contrats de location des installations communes de Springerville prévoyant des options d'achat à prix fixe et une durée initiale se terminant en janvier 2021. En 2019, TEP a exercé son option visant l'achat d'une participation indivise de 32,2 % dans les installations communes de Springerville d'ici janvier 2021 pour un montant de 88 millions \$.

<sup>3</sup> En décembre 2019, TEP a exercé son option visant l'achat de l'unité 2 de la centrale Gila River pour un montant de 212 millions \$.

## Notes annexes

Les composantes de la charge locative s'établissaient comme suit :

<i>(en millions)</i>	<b>2019</b>
Coût lié aux contrats de location simple	<b>10 \$</b>
Coût lié aux contrats de location-financement :	
Amortissement	<b>17</b>
Intérêts	<b>48</b>
Coût variable lié aux contrats de location	<b>39</b>
<b>Total du coût lié aux contrats de location</b>	<b>114 \$</b>

En 2018, le coût lié aux contrats de location simple s'élevait à 10 millions \$.

Au 31 décembre 2019, la valeur actualisée des paiements de loyer minimaux s'établissait comme suit :

<i>(en millions)</i>	Contrats de location simple	Contrats de location- financement	<b>Total</b>
2020	10 \$	56 \$	<b>66 \$</b>
2021	8	121	<b>129</b>
2022	7	33	<b>40</b>
2023	6	33	<b>39</b>
2024	4	33	<b>37</b>
Par la suite	22	1 083	<b>1 105</b>
	57	1 359	<b>1 416</b>
Moins : intérêts implicites	(11)	(922)	<b>(933)</b>
Total des obligations liées aux contrats de location	46	437	<b>483</b>
Moins : tranche courante	(8)	(24)	<b>(32)</b>
	38 \$	413 \$	<b>451 \$</b>

Au 31 décembre 2018, la valeur actualisée des paiements de loyer minimaux s'établissait comme suit :

<i>(Année)</i>	<b>Total</b> <i>(en millions)</i>
2019	313 \$
2020	77
2021	80
2022	49
2023	47
Par la suite	1 885
	2 451
Moins : intérêts implicites et coûts des services	(1 809)
Total des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières	642
Moins : tranche courante	(252)
	390 \$

## Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

### 16. CONTRATS DE LOCATION (suite)

[Supplemental lease information was as follows.]

<i>(en millions, sauf indication contraire)</i>	<b>2019</b>
<b>Durée résiduelle moyenne pondérée des contrats de location</b> <i>(en années)</i>	
Contrats de location simple	<b>10</b>
Contrats de location-financement	<b>27</b>
<b>Taux d'actualisation moyen pondéré (%)</b>	
Contrats de location simple	<b>4,1</b>
Contrats de location-financement	<b>4,8</b>
<b>Paievements en trésorerie liés aux obligations locatives</b>	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation affectés aux contrats de location simple	<b>(10) \$</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation affectés aux contrats de location-financement	<b>(47)</b>
Flux de trésorerie liés aux activités de financement affectés aux contrats de location-financement	<b>(16)</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement affectés aux contrats de location-financement	<b>(212)</b>

Se reporter à la note 27 pour des renseignements sur les transactions sans effet sur la trésorerie qui ont donné lieu à des actifs au titre de droits d'utilisation obtenus en échange de nouvelles obligations locatives.

### 17. AUTRES PASSIFS

<i>(en millions)</i>	<b>2019</b>	2018
Avantages du personnel futurs <i>(note 26)</i>	<b>832 \$</b>	741 \$
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations <i>(note 3)</i>	<b>148</b>	111
Régimes de rémunération fondée sur des actions <i>(note 22)</i>	<b>83</b>	56
Dépôts de clients et autres dépôts	<b>70</b>	57
Juste valeur des dérivés <i>(note 28)</i>	<b>68</b>	30
Remise en état des centrales au gaz <i>i)</i>	<b>48</b>	32
Obligations liées à la remise en état de mines <i>ii)</i>	<b>43</b>	40
Contrats de location simple	<b>38</b>	-
Obligations financières <i>iii)</i>	<b>38</b>	-
Régime de rémunération différée <i>(note 10)</i>	<b>33</b>	29
Autres	<b>45</b>	42
	<b>1 446 \$</b>	1 138 \$

- i)* Aux termes des règles environnementales, Central Hudson doit inspecter les sites où la Société ou ses prédécesseurs ont, à un moment donné, été propriétaires ou exploitants de centrales au gaz, ou les deux, et elle est tenue de remettre ces sites en état, le cas échéant. Les coûts sont comptabilisés d'après les montants qui peuvent être raisonnablement estimés. Au 31 décembre 2019, une obligation de 74 millions \$ (57 millions \$ US) a été comptabilisée, dont une tranche courante de 26 millions \$ (20 millions \$ US) a été comptabilisée dans les créditeurs et autres passifs courants (note 14). Central Hudson a avisé ses assureurs qu'elle prévoit leur demander le remboursement des coûts de remise en état en vertu des polices d'assurance couvrant pareils coûts. Les écarts entre les coûts réels et les limites tarifaires prévues sont différés à titre d'actif réglementaire aux fins de recouvrement futur (note 9).
- ii)* TEP paie continuellement des coûts de remise en état relatifs aux deux mines de charbon qui approvisionnent les installations dans lesquelles elle détient une participation, mais qu'elle n'exploite pas. Les coûts sont différés à titre d'actif réglementaire et recouverts auprès des clients, comme l'autorité de réglementation l'autorise. La quote-part de TEP des coûts de remise en état estimative s'élève à 74 millions \$ (57 millions \$ US) à l'expiration des contrats d'approvisionnement en charbon, entre 2022 et 2031. La valeur actualisée de l'obligation future estimative est présentée dans le tableau ci-dessus.
- iii)* Entre 2000 et 2005, FortisBC Energy a conclu des ententes selon lesquelles certains actifs de distribution de gaz naturel ont été loués à certaines municipalités qui les sous-louent à FortisBC Energy. Ces actifs consistent en du matériel faisant partie intégrante des actifs immobiliers et les opérations ont été comptabilisées à titre d'opérations de financement et le produit connexe, à titre d'obligations financières. Les paievements de loyers, déduction faite de la partie comptabilisée à titre de charges d'intérêts, réduisent les obligations financières. Les obligations financières, qui portent intérêt à des taux implicites variant entre 6,9 % et 7,25 %, sont remboursées sur une période initiale de 35 ans et peuvent être résiliées de façon anticipée après 17 ans. Si la Société exerce cette option, elle versera à la municipalité un paiement de résiliation anticipé égal à la valeur comptable de l'obligation au moment de la résiliation. En novembre 2019 et en octobre 2018, FortisBC Energy a exercé des options de paiement de résiliation anticipé d'un montant de 12 millions \$ et de 27 millions \$, respectivement, en ce qui a trait à deux de ces ententes.

### 18. ACTIONS ORDINAIRES

En 2019, la Société a émis approximativement 4,1 millions d'actions ordinaires en vertu de son programme d'actions ordinaires au cours du marché à un prix moyen de 52,16 \$ par action. Le produit brut de 212 millions \$ (209 millions \$, déduction faite des commissions) a principalement servi au financement des dépenses d'investissement.

De plus, en 2019, la Société a émis approximativement 22,8 millions d'actions ordinaires, correspondant à un produit brut de 1 190 millions \$ (1 167 millions \$, déduction faite des commissions) à un prix de 52,15 \$ par action. Le produit net a été affecté au remboursement d'un montant de 500 millions \$ US de ses billets non garantis à 2,10 % échéant le 4 octobre 2021 qui étaient en circulation, au remboursement des emprunts sur les facilités de crédit et aux fins générales de la Société.

### 19. BÉNÉFICE PAR ACTION ORDINAIRE

Le bénéfice par action (« BPA ») dilué est calculé selon la méthode des actions propres pour les options.

	2019			2018		
	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions)	Nombre moyen pondéré d'actions (en millions)	BPA (en \$)	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions)	Nombre moyen pondéré d'actions (en millions)	BPA (en \$)
<b>BPA de base</b>	<b>1 655 \$</b>	<b>436,8</b>	<b>3,79 \$</b>	1 100 \$	424,7	2,59 \$
Incidence des options sur actions potentiellement dilutives	–	<b>0,7</b>	–	–	0,5	–
<b>BPA dilué</b>	<b>1 655 \$</b>	<b>437,5</b>	<b>3,78 \$</b>	1 100 \$	425,2	2,59 \$

### 20. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

#### Autorisé

Un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et de second rang, sans valeur nominale.

Émises et en circulation	2019		2018	
	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions)	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions)
<b>Actions privilégiées de premier rang</b>				
Série F	<b>5 000</b>	<b>122 \$</b>	5 000	122 \$
Série G	<b>9 200</b>	<b>225</b>	9 200	225
Série H	<b>7 025</b>	<b>172</b>	7 025	172
Série I	<b>2 975</b>	<b>73</b>	2 975	73
Série J	<b>8 000</b>	<b>196</b>	8 000	196
Série K	<b>10 000</b>	<b>244</b>	10 000	244
Série M	<b>24 000</b>	<b>591</b>	24 000	591
	<b>66 200</b>	<b>1 623 \$</b>	66 200	1 623 \$

## Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

### 20. ACTIONS PRIVILÉGIÉES (suite)

Les caractéristiques des actions privilégiées de premier rang se présentent comme suit :

<b>Actions privilégiées de premier rang</b> <sup>1,2</sup>	<b>Rendement initial</b> (en %)	<b>Dividende annuel</b> (en \$)	<b>Rendement de l'action rajusté</b> (en %)	<b>Date d'option de rachat ou de conversion</b> (date la plus proche)	<b>Valeur de rachat</b> (en \$)	<b>Droit de convertir à raison de une pour une</b>
Taux fixe perpétuel						
Série F	4,90	1,2250	–	1 <sup>er</sup> décembre 2011	25,00	–
Série J <sup>3</sup>	4,75	1,1875	–	1 <sup>er</sup> décembre 2017	25,50	–
Taux fixe rajusté <sup>4,5</sup>						
Série G	5,25	1,0983	2,13	1 <sup>er</sup> septembre 2013	25,00	–
Série H	4,25	0,6250	1,45	1 <sup>er</sup> juin 2015	25,00	Série I
Série K <sup>6</sup>	4,00	0,9823	2,05	1 <sup>er</sup> mars 2019	25,00	Série L
Série M <sup>7</sup>	4,10	0,9783	2,48	1 <sup>er</sup> décembre 2019	25,00	Série N
Taux variable rajusté <sup>5,8</sup>						
Série I <sup>3</sup>	2,10	–	1,45	1 <sup>er</sup> juin 2015	25,50	Série H
Série L	–	–	2,05	1 <sup>er</sup> mars 2024	–	Série K
Série N	–	–	2,48	1 <sup>er</sup> décembre 2024	–	Série M

<sup>1)</sup> Les porteurs ont droit à des dividendes trimestriels en trésorerie cumulatifs fixes ou variables au moment et de la manière indiqués par le conseil d'administration de la Société, payables en versements égaux le premier jour de chaque trimestre.

<sup>2)</sup> À compter de dates de rachat précisées, la Société peut choisir de racheter, contre trésorerie, les actions privilégiées de premier rang en circulation, en totalité ou en partie, à la valeur de rachat par action précisée, majorée de tous les dividendes courus et impayés jusqu'aux dates de rachat fixées exclusivement, et les actions privilégiées de premier rang dont le taux est rajusté à chaque cinquième anniversaire de ces dates par la suite.

<sup>3)</sup> Les actions privilégiées de premier rang de série J pouvaient être rachetées en contrepartie d'une somme de 26,00 \$ par action jusqu'au 1<sup>er</sup> décembre 2018, et cette somme diminuera de 0,25 \$ chaque année jusqu'au 1<sup>er</sup> décembre 2021 après quoi elle sera fixée à 25,00 \$ par action. Les actions privilégiées de premier rang, série I peuvent être rachetées en contrepartie d'une somme de 25,50 \$ par action jusqu'au 1<sup>er</sup> juin 2020, exclusivement, et d'une somme de 25,00 \$ par action à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite.

<sup>4)</sup> À la date d'option de rachat ou de conversion, et tous les cinq ans par la suite, le taux rajusté du dividende par action annuel sera calculé en multipliant les 25,00 \$ l'action par le taux du dividende fixe annuel, soit la somme du rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans à la date de rajustement applicable, majoré du taux de rendement de l'action rajusté applicable.

<sup>5)</sup> À chaque date d'option de conversion, les porteurs auront le droit, sous réserve de certaines conditions, de convertir une partie ou la totalité de leurs actions en un nombre égal d'actions privilégiées rachetables de premier rang à dividende cumulatif d'une série précisée.

<sup>6)</sup> Le taux du dividende annuel par action pour les actions privilégiées de premier rang, série K, a été rajusté, passant de 1,0000 \$ à 0,9823 \$, pour la période de cinq ans allant du 1<sup>er</sup> mars 2019, inclusivement, au 1<sup>er</sup> mars 2024, exclusivement.

<sup>7)</sup> Le taux du dividende annuel par action pour les actions privilégiées de premier rang, série M, a été rajusté, passant de 1,0250 \$ à 0,9783 \$, pour la période de cinq ans allant du 1<sup>er</sup> décembre 2019, inclusivement, au 1<sup>er</sup> décembre 2024, exclusivement.

<sup>8)</sup> Le taux de dividende trimestriel variable sera rajusté tous les trimestres selon le taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à trois mois alors en vigueur, majoré du taux de rendement de l'action rajusté applicable.

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 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.

### 21. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

(en millions)

	Solde d'ouverture	Variation nette	Solde de clôture
<b>2019</b>			
<b>Profits (pertes) de change latent(e)s</b>			
Investissements nets dans des établissements à l'étranger	1 470 \$	(757) \$	713 \$
Couvertures d'investissements nets dans des établissements à l'étranger	(544)	185	(359)
Économie (charge) d'impôt sur le résultat	10	(13)	(3)
	<b>936</b>	<b>(585)</b>	<b>351</b>
<b>Autres</b>			
Couvertures de flux de trésorerie (note 28)	11	6	17
Pertes latentes au titre des avantages du personnel futurs (note 26)	(20)	(18)	(38)
Économie d'impôt sur le résultat	1	5	6
	<b>(8)</b>	<b>(7)</b>	<b>(15)</b>
<b>Cumul des autres éléments de bénéfice global</b>	<b>928 \$</b>	<b>(592) \$</b>	<b>336 \$</b>
<b>2018</b>			
<b>Profits (pertes) de change latent(e)s</b>			
Investissements nets dans des établissements à l'étranger	247 \$	1 223 \$	1 470 \$
Couvertures d'investissements nets dans des établissements à l'étranger	(172)	(372)	(544)
(Charge) économie d'impôt sur le résultat	(1)	11	10
	74	862	936
<b>Autres</b>			
Couvertures de flux de trésorerie (note 28)	10	1	11
(Pertes) profits latent(e)s au titre des avantages du personnel futurs (note 26)	(26)	6	(20)
Économie (charge) d'impôt sur le résultat	3	(2)	1
	(13)	5	(8)
<b>Cumul des autres éléments de bénéfice global</b>	<b>61 \$</b>	<b>867 \$</b>	<b>928 \$</b>

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

## 22. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

### Options sur actions

Des cadres et certains employés clés de Fortis et de ses filiales peuvent se voir attribuer des options sur actions ordinaires de la Société. Les options peuvent être exercées sur une période de dix ans à partir de la date d'attribution, viennent à expiration au plus tard trois ans après la cessation d'emploi, le décès ou le départ à la retraite du titulaire d'options, et les droits sont acquis en tranches égales à chaque anniversaire de la date d'attribution, sur une période de quatre ans.

Les options suivantes ont été attribuées en 2019 et 2018.

	2019	2018	
	Février	Février	Mars
Options attribuées (en milliers)	<b>852</b>	722	40
Prix d'exercice (en \$) <sup>1</sup>	<b>47,57</b>	41,27	42,00
Juste valeur à la date d'attribution (en \$)	<b>3,70</b>	3,43	4,08
Hypothèses d'évaluation :			
Rendement de l'action (en %) <sup>2</sup>	<b>3,8</b>	3,7	3,7
Volatilité attendue (en %) <sup>3</sup>	<b>15,2</b>	15,5	15,7
Taux d'intérêt sans risque (en %) <sup>4</sup>	<b>1,8</b>	2,1	2,0
Durée de vie moyenne pondérée attendue (en années) <sup>5</sup>	<b>5,6</b>	5,6	5,6

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

<sup>2)</sup> Reflète le rendement de l'action annuel moyen jusqu'à la date d'attribution et la durée de vie moyenne pondérée attendue des options.

<sup>3)</sup> Reflète les données historiques sur une période correspondant à la durée de vie moyenne pondérée attendue des options.

<sup>4)</sup> Rendement des obligations du gouvernement du Canada de référence au moment de l'attribution, qui couvre la durée de vie moyenne pondérée attendue des options.

<sup>5)</sup> Reflète les données historiques.

Le tableau ci-dessous résume les renseignements sur les options sur actions pour 2019.

	Total des options		Options dont les droits n'ont pas été acquis <sup>1</sup>	
	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré	Nombre d'options	Juste valeur moyenne pondérée à la date d'attribution
<i>(en milliers, sauf indication contraire)</i>				
Options en circulation au 1 <sup>er</sup> janvier 2019	<b>4 015</b>	<b>37,73 \$</b>	<b>1 771</b>	<b>3,10 \$</b>
Attribuées	<b>852</b>	<b>47,57 \$</b>	<b>852</b>	<b>3,70 \$</b>
Exercées	<b>(1 449)</b>	<b>35,36 \$</b>	<b>s.o.</b>	<b>s.o.</b>
Dont les droits ont été acquis	<b>s.o.</b>	<b>s.o.</b>	<b>(713)</b>	<b>2,92 \$</b>
Annulées/frappées de déchéance	<b>-</b>	<b>s.o.</b>	<b>-</b>	<b>s.o.</b>
Options en circulation au 31 décembre 2019	<b>3 418</b>	<b>41,18 \$</b>	<b>1 910</b>	<b>3,43 \$</b>
Options dont les droits sont acquis au 31 décembre 2019 <sup>2</sup>	<b>1 508</b>	<b>37,69 \$</b>		

<sup>1)</sup> Au 31 décembre 2019, une charge de rémunération non comptabilisée totalisant 7 millions \$ était liée aux options sur actions dont les droits n'étaient pas encore acquis, laquelle devrait être comptabilisée sur une période moyenne pondérée d'environ trois ans.

<sup>2)</sup> Au 31 décembre 2019, la durée résiduelle moyenne pondérée des options dont les droits étaient acquis était de six ans et ces options avaient une valeur intrinsèque totale de 24 millions \$.

Le tableau ci-dessous présente d'autres renseignements sur les options sur actions.

	2019	2018
<i>(en millions)</i>		
Charge liée aux options sur actions comptabilisée	<b>2 \$</b>	2 \$
Options sur actions exercées :		
Trésorerie reçue au titre du prix d'exercice	<b>51</b>	12
Valeur intrinsèque réalisée par les employés	<b>22</b>	3
Juste valeur des options dont les droits ont été acquis	<b>2</b>	2

### Régime d'UAD des administrateurs

Les administrateurs de la Société qui ne sont pas des dirigeants sont admissibles à l'attribution d'UAD représentant la composante en actions de leur rémunération annuelle. En outre, les administrateurs peuvent choisir de recevoir leurs honoraires trimestriels sous forme de crédit porté à un compte fictif d'UAD au lieu d'un paiement en trésorerie. La Société peut aussi juger que des circonstances spéciales justifient l'attribution d'UAD additionnelles à un administrateur.

Les droits relatifs à chaque UAD sont acquis à la date d'attribution, possèdent une valeur sous-jacente correspondant à la valeur d'une action ordinaire de la Société, donnent droit à des dividendes sur actions ordinaires fictifs proportionnels et sont réglés en trésorerie.

Le tableau ci-dessous résume les renseignements sur les UAD.

	2019	2018
<b>Nombre d'unités</b> (en milliers)		
Solde au début de l'exercice	<b>177</b>	185
Attribuées	<b>29</b>	32
Dividendes fictifs réinvestis	<b>6</b>	8
Réglées	<b>(47)</b>	(48)
Solde à la fin de l'exercice	<b>165</b>	177
<b>Renseignements supplémentaires</b> (en millions)		
Charge de rémunération comptabilisée	<b>3 \$</b>	2 \$
Distribution en trésorerie <sup>1</sup>	<b>2</b>	2
Charge à payer aux 31 décembre <sup>2</sup>	<b>9</b>	8

<sup>1</sup> Reflète un prix net moyen pondéré de 51,76 \$ par UAD (2018 – 43,15 \$).

<sup>2</sup> Comptabilisée selon le cours moyen pondéré en fonction des volumes respectif au 31 décembre (note 3) et incluse dans les autres passifs à long terme (note 17).

### Régimes d'UALR

La haute direction de la Société et de ses filiales ainsi que tous les employés d'ITC sont admissibles à l'attribution d'UALR, lesquelles constituent une composante de leur rémunération à long terme.

Les droits relatifs à chaque UALR sont acquis sur une période de trois ans ou au moment de l'admissibilité à la retraite du titulaire des unités, possèdent une valeur sous-jacente correspondant à la valeur d'une action ordinaire de la Société, donnent droit à des dividendes sur actions ordinaires fictifs proportionnels et sont réglés en trésorerie. À la fin de la période d'acquisition de trois ans, la distribution en trésorerie correspond au produit : i) du nombre d'unités dont les droits sont acquis, ii) du cours moyen pondéré en fonction des volumes de l'action ordinaire de la Société pour les cinq jours de bourse précédant la date d'expiration, et iii) d'un pourcentage du versement s'établissant dans une fourchette de 0 % à 200 %.

Le pourcentage du versement se fonde sur le rendement de la Société sur une période d'acquisition de trois ans, établi principalement selon : i) le rendement total pour les actionnaires de la Société par rapport à celui d'un groupe prédéfini de sociétés comparables; et ii) le BPA cumulé de la Société ou, pour certaines filiales, le bénéfice net cumulé de la Société comparé à la cible établie au moment de l'attribution.

Le tableau ci-dessous résume les renseignements sur les UALR.

	2019	2018
<b>Nombre d'unités</b> (en milliers)		
Solde au début de l'exercice	<b>1 763</b>	1 351
Attribuées	<b>690</b>	669
Dividendes fictifs réinvestis	<b>73</b>	66
Réglées	<b>(357)</b>	(281)
Annulées/frappées de déchéance	<b>(51)</b>	(42)
Solde à la fin de l'exercice	<b>2 118</b>	1 763
<b>Renseignements supplémentaires</b> (en millions)		
Charge de rémunération comptabilisée	<b>74 \$</b>	22 \$
Charge de rémunération non comptabilisée <sup>1</sup>	<b>35</b>	27
Distribution en trésorerie <sup>2</sup>	<b>16</b>	14
Charge à payer aux 31 décembre <sup>3</sup>	<b>106</b>	50
Valeur intrinsèque totale aux 31 décembre <sup>4</sup>	<b>141</b>	77

<sup>1</sup> Liée aux UALR dont les droits ne sont pas encore acquis et devrait être comptabilisée sur une période moyenne pondérée de deux ans.

<sup>2</sup> Reflète un prix net moyen pondéré de 45,14 \$ par UALR et un pourcentage du paiement de 101 % (2018 – 46,01 \$ et 109 %, respectivement).

<sup>3</sup> Comptabilisée selon le cours moyen pondéré en fonction des volumes respectif au 31 décembre (note 3) et incluse dans les créateurs et autres passifs courants et dans les autres passifs à long terme (notes 14 et 17).

<sup>4</sup> Liée aux UALR en circulation et reflète une durée de vie contractuelle moyenne pondérée de un an.

## Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

### 22. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS (suite)

#### Régimes d'UAR

La haute direction de la Société et de ses filiales ainsi que tous les employés d'ITC sont admissibles à l'attribution d'UAR, lesquels constituent une composante de leur rémunération à long terme.

Les droits relatifs à chaque UAR sont acquis sur une période de trois ans ou au moment de l'admissibilité à la retraite du titulaire des unités, possèdent une valeur sous-jacente correspondant à la valeur d'une action ordinaire de la Société, donnent droit à des dividendes sur actions ordinaires fictifs proportionnels et sont réglés en trésorerie.

Le tableau ci-dessous résume les renseignements sur les UAR.

	2019	2018
<b>Nombre d'unités</b> (en milliers)		
Solde au début de l'exercice	717	483
Attribuées	429	305
Dividendes fictifs réinvestis	35	26
Réglées	(92)	(75)
Annulées/frappées de déchéance	(39)	(22)
Solde à la fin de l'exercice	1 050	717
<b>Renseignements supplémentaires</b> (en millions)		
Charge de rémunération comptabilisée	24 \$	11 \$
Charge de rémunération non comptabilisée <sup>1</sup>	17	15
Distribution en trésorerie <sup>2</sup>	4	3
Charge à payer aux 31 décembre <sup>3</sup>	39	19
Valeur intrinsèque totale aux 31 décembre <sup>4</sup>	56	34

<sup>1</sup> Liée aux UAR dont les droits ne sont pas encore acquis et devrait être comptabilisée sur une période moyenne pondérée de deux ans.

<sup>2</sup> Reflète un prix net moyen pondéré de 45,83 \$ par UAR (2018 – 45,55 \$).

<sup>3</sup> Comptabilisée selon le cours moyen pondéré en fonction des volumes respectif au 31 décembre (note 3) et incluse dans les créditeurs et autres passifs courants et dans les autres passifs à long terme (notes 14 et 17).

<sup>4</sup> Liée aux UAR en circulation et reflète une durée de vie contractuelle moyenne pondérée de un an.

### 23. CESSION

Le 16 avril 2019, Fortis a vendu sa participation de 51 % dans l'Expansion de Waneta d'une capacité de 335 MW pour un produit de 995 millions \$. Un profit sur cession de 577 millions \$ (484 millions \$ après impôt), déduction faite des charges, a été comptabilisé dans le secteur Siège social et autres, et la participation ne donnant pas le contrôle connexe a été retirée des capitaux propres. Se reporter à la note 15 pour en savoir plus sur l'affectation du produit.

Jusqu'à la date de cession, l'Expansion de Waneta a fourni un apport de 17 millions \$ au bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat, compte non tenu du profit sur cession (31 décembre 2018 – 54 millions \$), dont une tranche de 51 % revenant à Fortis.

### 24. AUTRES PRODUITS, MONTANT NET

<i>(en millions)</i>	2019	2018
Composante capitaux propres de la PFUPC	74 \$	64 \$
Profits (pertes) sur dérivés	17	(12)
Produits d'intérêts	16	15
Profit lié au remboursement de la dette <i>(note 15)</i>	11	-
Autres	20	(7)
	<b>138 \$</b>	60 \$

### 25. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

#### Actifs et passifs d'impôt différé

Le tableau suivant présente les composantes importantes des actifs et des passifs d'impôt différé.

<i>(en millions)</i>	2019	2018
<b>Actifs d'impôt différé, montant brut</b>		
Passifs réglementaires	588 \$	635 \$
Reports en avant de pertes fiscales et de crédits d'impôt	532	522
Avantages du personnel futurs	165	153
Pertes de change latentes sur la dette à long terme	40	69
Autres	88	76
	<b>1 413</b>	1 455
Réduction de valeur	(22)	(56)
<b>Actifs d'impôt différé, montant net</b>	<b>1 391 \$</b>	1 399 \$
<b>Passifs d'impôt différé, montant brut</b>		
Immobilisations corporelles	(3 986) \$	(3 780) \$
Actifs réglementaires	(269)	(203)
Immobilisations incorporelles	(105)	(102)
	<b>(4 360)</b>	(4 085)
<b>Passifs d'impôt différé, montant net</b>	<b>(2 969) \$</b>	(2 686) \$

Les actifs d'impôt différé liés aux pertes de change latentes sur la dette à long terme reflètent des pertes en capital latentes de 22 millions \$ au 31 décembre 2019 (31 décembre 2018 – 56 millions \$). Ces actifs d'impôt différé ne peuvent servir que si la Société dispose de gains en capital pouvant réduire ces pertes au moment de leur réalisation. La direction est d'avis qu'il est plus probable qu'improbable que Fortis ne puisse pas générer de gains en capital suffisants dans l'avenir et, par conséquent, la Société a comptabilisé une réduction de valeur.

En se fondant sur les tendances historiques des bénéfices imposables de Fortis, la direction croit que Fortis générera les bénéfices nécessaires, dans l'avenir, pour réaliser tous les autres actifs d'impôt différé.

## Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

### 25. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT (suite)

#### Économies d'impôts non comptabilisées

(en millions)	2019	2018
Solde au début de l'exercice	38 \$	28 \$
Ajouts liés à l'exercice considéré	5	6
Ajustements liés aux exercices précédents	(7)	4
Solde à la fin de l'exercice	36 \$	38 \$

Certaines économies d'impôt non comptabilisées, si elles étaient comptabilisées, réduiraient la charge d'impôt de 1 million \$ en 2019. Fortis n'a pas comptabilisé de charges d'intérêts en 2019 et en 2018 relativement à des avantages fiscaux non comptabilisés.

#### Charge d'impôt sur le résultat

(en millions)	2019	2018
<b>Au Canada</b>		
Bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat	901 \$	376 \$
Charge d'impôt exigible	49	51
Charge d'impôt différé	42	(25)
Total au Canada	91 \$	26 \$
<b>À l'étranger</b>		
Bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat	1 240 \$	1 075 \$
Charge d'impôt exigible	(7)	(22)
Charge d'impôt différé	205	161
Total à l'étranger	198 \$	139 \$
<b>Charge d'impôt sur le résultat</b>	<b>289 \$</b>	<b>165 \$</b>

La charge d'impôt sur le résultat diffère du montant qui aurait été calculé en appliquant le taux d'imposition fédéral et provincial canadien combiné prévu par la loi au bénéfice avant la charge d'impôt sur le résultat.

Le tableau qui suit présente un rapprochement des impôts consolidés selon les taux prévus par la loi et des impôts consolidés selon les taux effectifs.

(en millions, sauf les pourcentages)	2019	2018
Bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat	2 141 \$	1 451 \$
Taux d'imposition fédéral et provincial canadien combiné prévu par la loi	28,5 %	28,5 %
Taux d'imposition fédéral et provincial attendu prévu par la loi	610 \$	414 \$
Diminution découlant des éléments suivants :		
Différentiels de taux prévus par la loi à l'étranger et autres	(124)	(110)
Écart entre le profit à la vente aux fins comptables et les montants calculés aux fins fiscales	(73)	-
Élimination d'une réduction de valeur	(33)	(16)
Réévaluation des passifs d'impôt différé	-	(44)
PFUPC	(16)	(14)
Effets de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés :		
Écart entre l'amortissement déclaré aux fins fiscales et celui présenté aux fins comptables	(48)	(34)
Éléments capitalisés aux fins comptables, mais passés en charges aux fins fiscales	(17)	(21)
Autres	(10)	(10)
<b>Charge d'impôt sur le résultat</b>	<b>289 \$</b>	<b>165 \$</b>
Taux d'imposition effectif	13,5 %	11,4 %

### Reports d'impôt

<i>(en millions)</i>	Échéance	<b>2019</b>
<b>Au Canada</b>		
Pertes en capital	s.o.	<b>19 \$</b>
Pertes autres qu'en capital	2028–2039	<b>110</b>
Autres crédits d'impôt	2026–2038	<b>2</b>
		<b>131</b>
Montants non comptabilisés		<b>(14)</b>
		<b>117</b>
<b>À l'étranger</b>		
Pertes d'exploitation nettes – fédéral et États	2020–2039	<b>2 929</b>
Autres crédits d'impôt	2023–2039	<b>74</b>
		<b>3 003</b>
<b>Total des reports d'impôt comptabilisés au 31 décembre</b>		<b>3 120 \$</b>

La Société et certaines de ses filiales sont imposées au Canada, aux États-Unis et dans d'autres territoires. Les principaux territoires où la Société est assujettie à un contrôle potentiel de la conformité fiscale comprennent les États-Unis (palier fédéral, Arizona, Kansas, Iowa, Michigan, Minnesota et New York) et le Canada (palier fédéral et Colombie-Britannique). Les années d'imposition de 2013 à 2019 de la Société peuvent toujours faire l'objet d'un contrôle fiscal dans les territoires canadiens, et les années d'imposition de 2016 à 2019, dans les territoires des États-Unis.

## 26. AVANTAGES DU PERSONNEL FUTURS

Pour ce qui est des régimes de retraite à prestations définies et des régimes d'AAPE, l'obligation au titre des prestations et la juste valeur des actifs des régimes sont évaluées en date du 31 décembre.

Pour les filiales de la Société au Canada et dans les Caraïbes, les régimes de retraite doivent faire l'objet d'évaluations actuarielles pour établir les obligations de capitalisation au moins tous les trois ans. Les plus récentes évaluations actuarielles sont en date du 31 décembre 2016 pour FortisBC Electric et FortisBC Energy (régimes des employés syndiqués), du 31 décembre 2017 pour Newfoundland Power, FortisAlberta, FortisOntario et la Société, du 31 décembre 2018 pour FortisBC Energy (régimes des employés non syndiqués), et du 31 décembre 2019 pour Caribbean Utilities.

ITC, UNS Energy et Central Hudson réalisent des évaluations actuarielles annuelles, étant donné que leurs obligations de capitalisation se fondent sur le maintien de cibles annuelles minimales, lesquelles ont toutes été atteintes.

La politique de placement de la Société vise à assurer que les actifs des régimes de retraite à prestations définies et des régimes d'AAPE, de même que les cotisations prévues, sont investis de façon prudente et économique afin de satisfaire du mieux possible aux obligations des régimes. L'objectif de placement est de maximiser le rendement afin d'optimiser la situation de capitalisation des régimes et de réduire au minimum les coûts pour la Société, évalués à la fois d'après les cotisations en trésorerie et la charge comptabilisée.

## Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

### 26. AVANTAGES DU PERSONNEL FUTURS (suite)

#### Répartition des actifs des régimes aux 31 décembre

(% moyen pondéré)	Répartition cible		2018
	en 2019	2019	
Titres de participation	46	47	45
Titres à revenu fixe	47	46	47
Titres immobiliers	6	6	7
Trésorerie et autres	1	1	1
	<b>100</b>	<b>100</b>	100

#### Juste valeur des actifs des régimes aux 31 décembre

(en millions)	Niveau 1 <sup>†</sup>	Niveau 2 <sup>†</sup>	Niveau 3 <sup>†</sup>	Total
<b>2019</b>				
Titres de participation	622 \$	1 050 \$	– \$	1 672 \$
Titres à revenu fixe	171	1 445	–	1 616
Titres immobiliers	–	16	207	223
Titres de sociétés fermées	–	–	22	22
Trésorerie et autres	8	10	–	18
	<b>801 \$</b>	<b>2 521 \$</b>	<b>229 \$</b>	<b>3 551 \$</b>
<b>2018</b>				
Titres de participation	508 \$	885 \$	– \$	1 393 \$
Titres à revenu fixe	144	1 338	–	1 482
Titres immobiliers	–	14	190	204
Titres de sociétés fermées	–	–	25	25
Trésorerie et autres	8	11	–	19
	660 \$	2 248 \$	215 \$	3 123 \$

<sup>†</sup> Se reporter à la note 28 pour une description de la hiérarchie des justes valeurs.

Le tableau suivant présente un rapprochement des variations de la juste valeur des actifs des régimes de retraite qui ont été évaluées à l'aide des données d'entrée du niveau 3.

(en millions)	2019	2018
Solde au début de l'exercice	215 \$	190 \$
Rendement des actifs des régimes	19	15
Conversion des devises	(2)	3
Achats, ventes et règlements	(3)	7
Solde à la fin de l'exercice	<b>229 \$</b>	215 \$

## Situation de capitalisation

<i>(en millions)</i>	Régimes de retraite à prestations définies		Régimes d'AAPE	
	2019	2018	2019	2018
<b>Variation de l'obligation au titre des prestations<sup>1</sup></b>				
Solde au début de l'exercice	3 207 \$	3 215 \$	655 \$	665 \$
Coûts des services	77	84	27	31
Cotisations des employés	16	16	2	2
Coût financier	124	114	25	23
Prestations versées	(144)	(145)	(27)	(26)
Écarts actuariels	439	(217)	46	(69)
(Crédits) coûts liés aux services passés/ modifications des régimes	1	(1)	4	(3)
Conversion des devises	(88)	141	(20)	32
Solde à la fin de l'exercice <sup>2,3</sup>	3 632 \$	3 207 \$	712 \$	655 \$
<b>Variation de la valeur des actifs des régimes</b>				
Solde au début de l'exercice	2 830 \$	2 841 \$	293 \$	277 \$
Rendement réel des actifs des régimes	523	(93)	62	(13)
Prestations versées	(138)	(137)	(27)	(26)
Cotisations des employés	18	16	2	2
Cotisations de l'employeur	53	79	28	29
Conversion des devises	(78)	124	(15)	24
Solde à la fin de l'exercice <sup>4</sup>	3 208 \$	2 830 \$	343 \$	293 \$
<b>Situation de capitalisation</b>	<b>(424) \$</b>	<b>(377) \$</b>	<b>(369) \$</b>	<b>(362) \$</b>
<b>Présentation du bilan</b>				
Actifs à long terme (note 10)	46 \$	26 \$	17 \$	1 \$
Passifs courants (note 14)	(12)	(12)	(12)	(13)
Passifs à long terme (note 17)	(458)	(391)	(374)	(350)
	<b>(424) \$</b>	<b>(377) \$</b>	<b>(369) \$</b>	<b>(362) \$</b>

<sup>1)</sup> Les montants reflètent l'obligation au titre des prestations projetées pour les régimes de retraite à prestations définies et l'obligation au titre des prestations accumulées pour les régimes d'AAPE.

<sup>2)</sup> L'obligation au titre des prestations accumulées, qui ne tient pas compte des hypothèses relatives aux salaires futurs, pour les régimes de retraite à prestations définies s'établissait à 3 352 millions \$ (2018 – 2 936 millions \$).

<sup>3)</sup> L'augmentation de l'obligation au titre des régimes de retraite à prestations définies et des régimes d'AAPE est attribuable à la diminution des taux d'actualisation découlant de la baisse des taux d'intérêt.

<sup>4)</sup> L'augmentation des actifs des régimes de retraite à prestations définies et des régimes d'AAPE est attribuable aux rendements des marchés favorables, lesquels sont en grande partie liés au rendement des placements en titres de capitaux propres au cours de l'exercice.

Pour les régimes de retraite à prestations définies dont l'obligation au titre des prestations projetées excédait la juste valeur des actifs des régimes au 31 décembre 2019, l'obligation s'élevait à 2 971 millions \$, comparativement à des actifs des régimes de 2 511 millions \$, respectivement (31 décembre 2018 – 2 600 millions \$ et 2 207 millions \$, respectivement).

Pour les régimes de retraite à prestations définies dont l'obligation au titre des prestations constituées excédait la juste valeur des actifs des régimes au 31 décembre 2019, l'obligation s'élevait à 2 752 millions \$, comparativement à des actifs des régimes de 2 478 millions \$, respectivement (31 décembre 2018 – 2 185 millions \$ et 1 940 millions \$, respectivement).

Pour les régimes d'AAPE dont l'obligation au titre des prestations constituées excédait la juste valeur des actifs des régimes au 31 décembre 2019, l'obligation s'élevait à 537 millions \$, comparativement à des actifs des régimes de 151 millions \$, respectivement (31 décembre 2018 – 486 millions \$ et 123 millions \$, respectivement).

## Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

### 26. AVANTAGES DU PERSONNEL FUTURS (suite)

#### Coût net des prestations<sup>1</sup>

(en millions)	Régimes de retraite à prestations définies		Régimes d'AAPE	
	2019	2018	2019	2018
Coûts des services	77 \$	84 \$	27 \$	31 \$
Coût financier	124	114	25	23
Rendement prévu des actifs des régimes	(161)	(162)	(16)	(16)
Amortissement des écarts actuariels	24	48	(4)	–
Amortissement des crédits liés aux services passés/modifications des régimes	(1)	–	(7)	(10)
Ajustements réglementaires	2	(1)	3	6
<b>Coût net des prestations</b>	<b>65 \$</b>	<b>83 \$</b>	<b>28 \$</b>	<b>34 \$</b>

<sup>1</sup> Les composantes des coûts nets de la période des prestations autres que la composante coûts des services rendus sont incluses dans les autres produits, montant net, aux états consolidés du résultat net.

Le tableau suivant présente un sommaire des montants cumulés au titre du coût net des prestations qui n'ont pas encore été comptabilisés en résultat net ou dans le résultat global ainsi que leur classement dans les bilans consolidés.

(en millions)	Régimes de retraite à prestations définies		Régimes d'AAPE	
	2019	2018	2019	2018
Écarts actuariels nets non amortis	32 \$	19 \$	(2) \$	(2) \$
Coûts liés aux services passés non amortis	1	1	7	2
Économie d'impôt sur le résultat	(8)	(3)	(1)	(1)
<b>Cumul des autres éléments de bénéfice global (perte globale) (note 21)</b>	<b>25 \$</b>	<b>17 \$</b>	<b>4 \$</b>	<b>(1) \$</b>
Écarts actuariels nets	486 \$	457 \$	(18) \$	(25) \$
Crédits liés aux services passés	(9)	(10)	(8)	(16)
Autres reports réglementaires	15	15	19	27
	<b>492 \$</b>	<b>462 \$</b>	<b>(7) \$</b>	<b>(14) \$</b>
Actifs réglementaires (note 9)	492 \$	462 \$	38 \$	23 \$
Passifs réglementaires (note 9)	–	–	(45)	(37)
<b>Actifs (passifs) réglementaires, montant net</b>	<b>492 \$</b>	<b>462 \$</b>	<b>(7) \$</b>	<b>(14) \$</b>

## Notes annexes

Le tableau ci-dessous présente un sommaire des composantes du coût net des prestations comptabilisées dans le résultat global ou à titre d'actifs réglementaires, qui auraient autrement été comptabilisées dans le résultat global.

<i>(en millions)</i>	Régimes de retraite à prestations définies		Régimes d'AAPE	
	2019	2018	2019	2018
Écarts actuariels nets de l'exercice considéré	11 \$	(3) \$	– \$	(2) \$
Modification des coûts (crédits) liés aux services passés	–	–	5	(1)
Amortissement des écarts actuariels	1	(1)	–	–
Conversion des devises	1	1	–	–
(Économie) charge d'impôt sur le résultat	(5)	2	–	–
<b>Total comptabilisé dans le résultat global</b>	<b>8 \$</b>	<b>(1) \$</b>	<b>5 \$</b>	<b>(3) \$</b>
Écarts actuariels nets de l'exercice considéré	64 \$	41 \$	3 \$	(39) \$
Crédits liés aux services passés/modifications des régimes	–	–	–	(3)
Amortissement des écarts actuariels	(23)	(47)	4	–
Amortissement des (coûts) crédits liés aux services passés	(1)	1	8	11
Conversion des devises	(10)	21	–	(3)
Ajustements réglementaires	–	4	(8)	(1)
<b>Total comptabilisé au titre des actifs réglementaires</b>	<b>30 \$</b>	<b>20 \$</b>	<b>7 \$</b>	<b>(35) \$</b>

### Principales hypothèses

<i>(% moyen pondéré)</i>	Régimes de retraite à prestations définies		Régimes d'AAPE	
	2019	2018	2019	2018
Taux d'actualisation au cours de l'exercice <sup>1</sup>	4,05	3,56	4,10	3,57
Taux d'actualisation aux 31 décembre	3,20	4,07	3,25	4,13
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes <sup>2</sup>	5,78	5,80	5,50	5,48
Taux de croissance de la rémunération	3,33	3,35	–	–
Croissance tendancielle du coût des soins de santé aux 31 décembre <sup>3</sup>	–	–	4,62	4,61

<sup>1</sup> ITC et UNS utilisent la méthode du taux d'actualisation fractionné pour établir le coût des services rendus et le coût financier. Toutes les autres filiales utilisent l'approche du taux d'actualisation unique.

<sup>2</sup> Élaboré par la direction à partir des hypothèses les plus probables du rendement, de la volatilité et des corrélations prévues pour chaque catégorie d'actifs. Les hypothèses les plus probables reposent sur le rendement historique, les attentes futures et le rééquilibrage périodique des portefeuilles entre les diverses catégories d'actifs.

<sup>3</sup> Le taux tendanciel du coût des soins de santé moyen pondéré projeté pour 2020 est de 6,15 % et devrait diminuer au cours des 12 prochaines années pour s'établir à 4,62 % en 2031 et demeurer à ce niveau par la suite.

### Versements de prestations prévus

<i>(exercice)</i>	Paiements au titre des régimes de retraite à prestations définies	Paiements au titre des régimes d'AAPE
	<i>(en millions)</i>	<i>(en millions)</i>
2020	152 \$	25 \$
2021	156	27
2022	164	29
2023	168	30
2024	175	31
2025–2029	959	174

Au cours de 2020, la Société prévoit verser des cotisations de 46 millions \$ aux régimes de retraite à prestations définies et de 32 millions \$ aux régimes d'AAPE.

En 2019, la Société a passé en charges 39 millions \$ (2018 – 38 millions \$) aux fins des régimes de retraite à cotisations définies.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

### 27. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

<i>(en millions)</i>	<b>2019</b>	2018
<b>Sommes versées (reçues)</b>		
Intérêts	<b>1 007 \$</b>	969 \$
Impôt sur le résultat	<b>(37)</b>	73
<b>Variation du fonds de roulement</b>		
Débiteurs et autres actifs courants	<b>1 \$</b>	(204) \$
Charges payées d'avance	<b>(8)</b>	1
Stocks	<b>(13)</b>	(8)
Actifs réglementaires – tranche courante	<b>(75)</b>	16
Créditeurs et autres passifs courants	<b>(8)</b>	99
Passifs réglementaires – tranche courante	<b>(65)</b>	(6)
	<b>(168) \$</b>	(102) \$
<b>Activités d'investissement et de financement sans effet sur la trésorerie</b>		
Dépenses d'investissement courues	<b>382 \$</b>	328 \$
Dividendes sur actions ordinaires réinvestis	<b>299</b>	272
Contrats de location-financement	<b>88</b>	223
Actifs au titre de droits d'utilisation obtenus en échange d'obligations		
liées aux contrats de location simple	<b>55</b>	–
Apports sous forme d'aide à la construction	<b>15</b>	14
Exercice d'options sur actions contre des actions ordinaires	<b>5</b>	1

### 28. JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DU RISQUE

#### Dérivés

De façon générale, la Société limite l'utilisation de dérivés à ceux qui peuvent servir de couvertures comptables, de couvertures économiques ou de couvertures de flux de trésorerie, ou à ceux qui sont approuvés à des fins de recouvrement réglementaire.

La Société comptabilise à la juste valeur tous les dérivés, sauf certains instruments comme les dérivés qui sont admissibles à l'exception relative aux achats et aux ventes dans le cours normal des activités. Les justes valeurs reflètent des estimations fondées sur de l'information courante concernant le marché pour ces dérivés aux dates de clôture. Les estimations ne peuvent être établies avec précision du fait qu'elles comportent des incertitudes et des questions de jugement et, par conséquent, elles pourraient s'avérer inefficaces pour prédire le bénéfice consolidé futur ou les flux de trésorerie consolidés futurs de la Société.

Les flux de trésorerie liés au règlement de l'ensemble des dérivés sont inclus dans les activités d'exploitation aux tableaux consolidés des flux de trésorerie de la Société.

### **Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire**

UNS Energy détient des contrats d'achat d'électricité, des contrats d'approvisionnement de la clientèle et des swaps sur gaz afin de réduire l'exposition au risque lié au prix de l'énergie. La juste valeur a été évaluée principalement selon l'approche axée sur le marché, en utilisant des renseignements provenant de tiers indépendants dans la mesure du possible. Lorsque des prix publiés ne sont pas disponibles, des ajustements sont effectués en fonction de l'historique des rapports sur la courbe des prix, des frais de transport et des pertes sur lignes.

Central Hudson détient des swaps sur électricité et sur gaz naturel afin d'atténuer la volatilité des prix en fixant le prix d'achat effectif. La juste valeur a été évaluée à l'aide des prix à terme fournis par des tiers indépendants.

FortisBC Energy détient des contrats d'approvisionnement en gaz et des swaps sur marchandises afin de fixer le prix d'achat effectif du gaz naturel. La juste valeur reflète la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs selon les cours du marché publiés et les courbes des taux à terme relatifs au gaz naturel.

Les profits latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur de ces contrats d'énergie sont différés à titre d'actif ou de passif réglementaire aux fins de recouvrement auprès des clients ou de remboursement aux clients à même les tarifs futurs, comme les autorités de réglementation l'autorisent. Au 31 décembre 2019, des pertes latentes de 119 millions \$ (31 décembre 2018 – 57 millions \$) avaient été comptabilisées à titre d'actifs réglementaires et des profits latents de 2 millions \$ (31 décembre 2018 – 9 millions \$) avaient été comptabilisés à titre de passifs réglementaires.

### **Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire**

UNS Energy a conclu des contrats de ventes en gros pour fixer le prix de l'énergie et réaliser des marges potentielles, dont 10 % de tous les profits réalisés sont partagés avec les clients au moyen des comptes de stabilisation tarifaire. La juste valeur a été évaluée au moyen de l'approche axée sur le marché en utilisant des renseignements provenant de tiers indépendants, dans la mesure du possible.

Aitken Creek a conclu des swaps sur gaz pour gérer son exposition aux variations de prix du gaz naturel, prendre en compte les écarts de prix du gaz naturel et gérer le risque financier posé par les opérations de livraison physique. La juste valeur a été évaluée à l'aide des prix à terme provenant de sources de données de marché publiées.

Les profits latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur de ces contrats d'énergie sont comptabilisés dans les produits. En 2019, des pertes latentes de 16 millions \$ (2018 – pertes latentes de 12 millions \$) ont été comptabilisées dans les produits.

### **Swaps sur rendement total**

La Société détient des swaps sur rendement total pour couvrir le risque de flux de trésorerie lié aux règlements en trésorerie futurs prévus de certaines obligations liées à la rémunération fondée sur des actions. Ces swaps ont une valeur nominale combinée de 111 millions \$ et des durées de un an à trois ans échéant en janvier 2020, 2021 et 2022. La juste valeur a été évaluée au moyen d'une approche par le résultat, en se fondant sur les courbes des taux à terme. En 2019, des profits latents de 11 millions \$ (2018 – profits latents de moins de 1 million \$) ont été comptabilisés dans les autres produits, montant net.

### **Contrats de change**

La Société détient des contrats de change sur le dollar américain pour aider à atténuer l'exposition à la volatilité des taux de change. Ces contrats expirent en 2020 et ont une valeur nominale combinée de 166 millions \$. La juste valeur a été évaluée à l'aide de renseignements provenant de tiers indépendants. En 2019, des profits latents de 11 millions \$ (2018 – pertes latentes de 11 millions \$) ont été comptabilisés dans les autres produits, montant net.

### **Swaps de taux d'intérêt**

En 2019, ITC a conclu des swaps de taux d'intérêt différés pour gérer le risque de taux d'intérêt lié au refinancement de la dette à long terme échéant en juin 2021. Ces swaps ont une valeur nominale combinée de 260 millions \$ et des durées de cinq ans assorties d'une clause de résiliation anticipée obligatoire. Les swaps seront résiliés au plus tard à la date de prise d'effet, soit en novembre 2020. La juste valeur a été évaluée au moyen d'une méthode de la valeur actualisée des flux de trésorerie fondée sur les taux LIBOR. Les profits et les pertes latents liés aux variations de la juste valeur sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, ils seront reclassés en résultat net à titre de composante des charges d'intérêts sur la durée de la dette prévue et ils n'ont pas été significatifs pour 2019 et 2018.

### **Autres placements**

ITC, UNS Energy et Central Hudson détiennent des placements en fiducie associés aux régimes de retraite complémentaires destinés à certains employés. Ces placements sont constitués de fonds communs de placement et de comptes du marché monétaire, qui sont comptabilisés à la juste valeur selon les cours sur des marchés actifs. Les profits et les pertes sur ces fonds sont comptabilisés dans les autres produits, montant net et n'ont pas été significatifs pour 2019 et 2018.

## Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

### 28. JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DU RISQUE (suite)

#### Évaluations de la juste valeur récurrentes

Les tableaux suivants présentent la juste valeur des actifs et des passifs comptabilisés à la juste valeur sur une base récurrente.

(en millions)	Niveau 1 <sup>1</sup>	Niveau 2 <sup>1</sup>	Niveau 3 <sup>1</sup>	Total
<b>Au 31 décembre 2019</b>				
<b>Actif</b>				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire <sup>2,3</sup>	- \$	22 \$	- \$	22 \$
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire <sup>2</sup>	-	8	-	8
Contrats de change, swaps de taux d'intérêt et swaps sur rendement total <sup>2</sup>	14	4	-	18
Autres placements <sup>4</sup>	121	-	-	121
	<b>135 \$</b>	<b>34 \$</b>	<b>- \$</b>	<b>169 \$</b>
<b>Passif</b>				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire <sup>3,5</sup>	(1) \$	(138) \$	- \$	(139) \$
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire <sup>5</sup>	-	(12)	-	(12)
	<b>(1) \$</b>	<b>(150) \$</b>	<b>- \$</b>	<b>(151) \$</b>
<b>Au 31 décembre 2018</b>				
<b>Actif</b>				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire <sup>2,3</sup>	- \$	33 \$	8 \$	41 \$
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire <sup>2</sup>	-	13	3	16
Autres placements <sup>4</sup>	155	-	-	155
	<b>155 \$</b>	<b>46 \$</b>	<b>11 \$</b>	<b>212 \$</b>
<b>Passif</b>				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire <sup>3,5</sup>	- \$	(86) \$	(3) \$	(89) \$
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire <sup>5</sup>	-	(1)	-	(1)
Contrats de change, swaps de taux d'intérêt et swaps sur rendement total <sup>5</sup>	(8)	(1)	-	(9)
	<b>(8) \$</b>	<b>(88) \$</b>	<b>(3) \$</b>	<b>(99) \$</b>

<sup>1)</sup> Selon la hiérarchie des justes valeurs, la juste valeur est fondée sur les données suivantes : i) niveau 1 – cours non ajustés sur des marchés actifs; ii) niveau 2 – autres données d'entrée fondées sur des prix observables directement ou indirectement sur le marché; iii) niveau 3 – données d'entrée non observables utilisées uniquement lorsque des données d'entrée observables ne sont pas disponibles. Les classements reflètent le niveau le plus faible auquel une donnée d'entrée importante pour l'évaluation a été utilisée. Au 31 décembre 2019, tous les actifs et passifs de niveau 3 ont été transférés au niveau 2, car des données de marché observables sont maintenant disponibles.

<sup>2)</sup> Inclus au poste Débiteurs et autres actifs courants ou au poste Autres actifs.

<sup>3)</sup> Les profits latents ou pertes latentes découlant des variations de la juste valeur de ces contrats sont différés à titre d'actif ou de passif réglementaire en vue de leur recouvrement auprès des clients ou de leur remboursement aux clients à même les tarifs, tel qu'il est autorisé par les autorités de réglementation.

<sup>4)</sup> Inclus au poste Autres actifs.

<sup>5)</sup> Inclus au poste Crédeurs et autres passifs courants ou au poste Autres passifs.

La Société a adopté la présentation au montant brut pour ses contrats dérivés visés par des conventions-cadres de compensation et des garanties, qui s'applique uniquement à ses contrats d'énergie. Le tableau suivant présente le montant potentiel de la compensation de soldes de contrepartie.

#### Contrats d'énergie

(en millions)	Montant brut comptabilisé dans le bilan	Compensation de soldes de contrepartie des contrats d'énergie	Garanties en trésorerie reçues/comptabilisées	Montant net
<b>Au 31 décembre 2019</b>				
Actifs dérivés	30 \$	22 \$	10 \$	(2) \$
Passifs dérivés	(151)	(22)	(2)	(127)
<b>Au 31 décembre 2018</b>				
Actifs dérivés	57 \$	28 \$	16 \$	13 \$
Passifs dérivés	(90)	(28)	-	(62)

### Volume des activités liées aux dérivés

Au 31 décembre 2019, la Société détenait plusieurs contrats d'énergie qui seront réglés à différentes dates jusqu'en 2029. Les volumes des dérivés sur électricité et sur gaz naturel étaient les suivants :

Aux 31 décembre	2019	2018
<b>Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire<sup>1</sup></b>		
Swaps sur électricité ( <i>en GWh</i> )	<b>628</b>	774
Contrats d'achat d'électricité ( <i>en GWh</i> )	<b>3 198</b>	651
Swaps sur gaz ( <i>en pj</i> )	<b>168</b>	203
Primes liées aux contrats d'achat de gaz ( <i>en pj</i> )	<b>241</b>	266
<b>Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire<sup>1</sup></b>		
Contrats de ventes en gros ( <i>en GWh</i> )	<b>1 855</b>	1 440
Swaps sur gaz ( <i>en pj</i> )	<b>43</b>	37

<sup>1</sup> « GWh » signifie gigawattheures, et « pj » signifie pétajoules.

### Risque de crédit

En ce qui a trait aux équivalents de trésorerie, aux débiteurs et autres actifs courants, de même qu'aux autres créances à long terme, le risque de crédit se limite généralement à la valeur comptable dans les bilans consolidés. Les filiales de la Société possèdent généralement un bassin important et diversifié de clients, ce qui réduit la concentration du risque de crédit. Des politiques ont été adoptées afin de réduire le risque de crédit, notamment exiger des dépôts de la part des clients ou des paiements anticipés, vérifier la solvabilité de certains clients et procéder à des débranchements ou recourir à des agences de recouvrement indépendantes dans le cas de comptes en souffrance.

ITC fait face à une concentration du risque de crédit, ses produits découlant à environ 70 % de trois clients. Les clients ont une notation de première qualité et le risque de crédit est en outre atténué par le fait qu'une lettre de crédit ou un dépôt en trésorerie correspondant à l'exposition au risque de crédit est exigé. Le risque de crédit est établi au moyen d'un modèle de notation du crédit et d'autres facteurs.

FortisAlberta fait face à une concentration du risque de crédit, ses services de distribution étant facturés à un groupe relativement restreint de détaillants. Le risque de crédit est géré en obtenant des détaillants un dépôt en trésorerie, une caution, une lettre de crédit, une notation de première qualité ou une garantie financière auprès d'une entité dont la notation est de première qualité.

UNS Energy, Central Hudson, FortisBC Energy, Aitken Creek et la Société sont exposées à un risque de crédit lié au défaut des contreparties à leurs dérivés. Le risque de crédit est géré par le règlement des paiements sur une base nette lorsque possible et par le fait de traiter uniquement avec des contreparties dont la notation est de première qualité. UNS Energy et Central Hudson ont conclu certaines ententes contractuelles exigeant des contreparties qu'elles fournissent des garanties.

La valeur des dérivés en position de passif net en vertu de contrats assortis de clauses conditionnelles liées au risque de crédit qui, si elles devaient s'appliquer, pourraient exiger la fourniture d'une garantie d'un montant équivalent, était de 161 millions \$ au 31 décembre 2019 (31 décembre 2018 – 75 millions \$).

### Couverture du risque de change

La monnaie de présentation des états financiers d'ITC, d'UNS Energy, de Central Hudson, de Caribbean Utilities, de FortisTCL, de Belize Electric Company Limited et Belize Electricity est le dollar américain ou est fondée sur la valeur du dollar américain. Le bénéfice et les flux de trésorerie que la Société tire de ces entités et les investissements nets qu'elle a dans ces dernières sont exposés aux fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. La Société limite cette exposition au moyen d'instruments de couverture.

Au 31 décembre 2019, une tranche de 2,2 milliards \$ US (31 décembre 2018 – 3,4 milliards \$ US) de la dette à long terme libellée en dollars américains de la Société a été désignée à titre de couverture efficace des investissements nets dans des établissements à l'étranger, une tranche d'environ 9,7 milliards \$ (31 décembre 2018 – 8,0 milliards \$ US) demeurant non couverte. Les variations des taux de change liées aux investissements nets couverts dans des filiales étrangères ainsi qu'à la dette servant de couverture sont comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat global.

### Instruments financiers qui ne sont pas comptabilisés à la juste valeur

À l'exclusion de la dette à long terme, la valeur comptable consolidée des instruments financiers restants de la Société se rapproche de leur juste valeur, ce qui reflète l'échéance à court terme, les conditions normales de crédit et la nature de ces instruments.

Au 31 décembre 2019, la valeur comptable de la dette à long terme, y compris la tranche courante, s'établissait à 22,3 milliards \$ (31 décembre 2018 – 24,2 milliards \$), comparativement à une juste valeur estimative de 25,3 milliards \$ (31 décembre 2018 – 25,1 milliards \$).

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

### 29. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Au 31 décembre 2019, les obligations fermes d'achat minimal consolidées s'établissaient comme suit :

(en millions)	Total	Échéant d'ici un an	Échéant la 2 <sup>e</sup> année	Échéant la 3 <sup>e</sup> année	Échéant la 4 <sup>e</sup> année	Échéant la 5 <sup>e</sup> année	Échéant après 5 ans
Entente sur la capacité de l'Expansion Waneta <sup>1</sup>	<b>2 628 \$</b>	51 \$	52 \$	53 \$	54 \$	55 \$	2 363 \$
Obligations d'achat de gaz et de combustible <sup>2</sup>	<b>2 398</b>	606	424	349	255	140	624
Obligations d'achat d'électricité <sup>3</sup>	<b>1 743</b>	244	183	168	163	119	866
CAE renouvelables <sup>4</sup>	<b>1 513</b>	104	104	104	103	103	995
Entente de construction et de transfert – Oso Grande <sup>5</sup>	<b>438</b>	438	–	–	–	–	–
Convention de servitudes avec ITC <sup>6</sup>	<b>401</b>	13	13	13	13	13	336
Contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable <sup>7</sup>	<b>124</b>	26	18	17	10	10	43
Convention de recouvrement de créances <sup>8</sup>	<b>116</b>	3	3	3	3	3	101
Autres <sup>9</sup>	<b>299</b>	36	26	24	25	29	159
<b>Total</b>	<b>9 660 \$</b>	1 521 \$	823 \$	731 \$	626 \$	472 \$	5 487 \$

1) FortisBC Electric a conclu une entente visant l'achat de capacité de l'Expansion Waneta. En avril 2019, l'Expansion de Waneta a cessé d'être une partie liée, ce qui a entraîné la présentation du contrat de FortisBC Electric relativement à l'achat d'électricité de l'Expansion de Waneta d'une durée de 40 ans entré en vigueur en avril 2015.

2) *FortisBC Energy (1,5 milliard \$)* : comprend des contrats d'achat de gaz, de transport de gaz et de services d'entreposage qui arrivent à échéance entre 2020 et 2062. FortisBC Energy a des obligations d'achat de gaz qui sont fondés sur des indices de prix du gaz qui varient selon les prix du marché; les obligations sont basées sur les prix indiciaires en vigueur le 31 décembre 2019.

*UNS Energy (775 millions \$)* : comprend des contrats à long terme relatifs à l'achat et à la livraison de charbon pour alimenter les centrales, à l'achat de services de transport de gaz pour répondre aux besoins en charges, et à l'achat de services de transport pour l'électricité achetée. Les montants payés pour le charbon dépendent des quantités réelles d'achat et de livraison. Certains contrats comprennent des clauses d'ajustement de prix qui auront une incidence sur les coûts futurs. Ces contrats viennent à expiration à diverses dates entre 2020 et 2040.

3) *Maritime Electric (669 millions \$)* : comprend un contrat aux termes duquel Maritime Electric a droit à environ 4,55 % de la production de la centrale nucléaire Point Lepreau de New Brunswick Power et doit payer sa part des coûts liés aux immobilisations et des coûts d'exploitation pendant la durée de vie de celle-ci. Maritime Electric a également conclu deux contrats d'achat ferme pour l'achat soit de capacité, soit d'énergie, qui expireront en février 2024.

*FortisOntario (653 millions \$)* : comprend un contrat avec Hydro-Québec pour l'achat de capacité pouvant atteindre 145 MW et de l'énergie associée d'au moins 537 GWh par année de janvier 2020 à décembre 2030.

*FortisBC Electric (344 millions \$)* : comprend un contrat avec BC Hydro pour l'achat de capacité pouvant atteindre 200 MW et de l'énergie associée pouvant atteindre 1 752 GWh par année sur une durée de 20 ans, à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2013.

4) TEP et UNS Electric sont parties à des CAE renouvelables qui viennent à expiration entre 2031 et 2043 et qui exigent que TEP et UNS Electric achètent 100 % de la production de certaines centrales de production d'énergie renouvelable qui ont commencé leur exploitation commerciale. Les montants constituent les paiements futurs estimatifs.

5) En mars 2019, UNS Energy a conclu une entente de construction et de transfert visant une installation de production d'électricité éolienne, le projet éolien Oso Grande, dont le coût estimatif s'élève à 384 millions \$ US. La construction a commencé au troisième trimestre de 2019 et devrait être achevée d'ici décembre 2020. UNS Energy a effectué des paiements de 47 millions \$ US et de 226 millions \$ US en 2019 et en janvier 2020, respectivement, aux termes de cette entente.

6) ITC est partie à une convention avec Consumers Energy, le principal client de METC, qui accorde à la société une servitude pour le transport de l'électricité ainsi que des droits de passage, des droits de jouissance, des intérêts en fief et des permis associés aux terrains que les lignes de transport traversent. La convention expirera en décembre 2050 et est assujettie à 10 renouvellements potentiels d'une durée de 50 ans par la suite.

7) UNS Energy et Central Hudson sont parties à des contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable visant principalement l'achat d'attributions environnementales auprès des clients de détail ayant des centrales solaires ou d'autres centrales de production d'énergie renouvelable. Les paiements sont principalement faits à des intervalles convenus par contrat selon la quantité d'énergie produite mesurée.

8) Maritime Electric est partie à une convention de recouvrement de créances avec PEI Energy Corporation pour le coût en capital initial des câbles sous-marins et des pièces associées de l'interconnexion du système de transport du Nouveau-Brunswick. Les paiements en vertu de la convention, laquelle expire en février 2056, seront recouverts à partir des tarifs futurs facturés aux clients.

9) Comprend les servitudes foncières, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés.

### Autres engagements

En vertu d'un cadre de financement conclu avec les gouvernements de l'Ontario et du Canada, Fortis fournira un apport minimal d'approximativement 155 millions \$ sous forme de capitaux propres à la société en commandite Wataynikaneyap, proportionnellement à la participation de 39 % de Fortis et en fonction des dépenses d'investissement définitives du projet connexe approuvées par les autorités de réglementation. En octobre 2019, la société en commandite Wataynikaneyap a conclu des conventions d'emprunt pour financer le projet durant la phase de construction (les « conventions d'emprunt en vue de la construction ». Dans l'éventualité où un prêteur en vertu des conventions d'emprunt en vue de la construction réaliserait la garantie sur les emprunts, Fortis pourrait être tenue d'accélérer ses apports en capitaux propres, dont le montant pourrait être supérieur à celui autrement exigible de Fortis en vertu du cadre de financement, jusqu'à un financement maximal totalisant 235 millions \$.

Central Hudson participe à un investissement avec d'autres entreprises de services publics visant le développement, la propriété et l'exploitation conjoints de projets de transport d'électricité dans l'État de New York. En décembre 2014, une demande a été déposée auprès de la FERC concernant le recouvrement des coûts et du rendement de cinq projets de lignes de transport à haute tension totalisant 2,2 milliards \$ (1,7 milliard \$ US). L'engagement maximal de Central Hudson est de 236 millions \$ (182 millions \$ US), et Central Hudson a fourni une garantie de société mère au titre de cet engagement.

Au 31 décembre 2019, aucune obligation n'était prévue relativement à cette garantie. Au 31 décembre 2019, FortisBC Holdings Inc. avait des garanties de société mère en cours de 78 millions \$ (31 décembre 2018 – 77 millions \$) afin de soutenir les activités d'optimisation de stockage d'Aitken Creek.

### Éventualité

En avril 2013, FHI et Fortis ont été nommées défenderesses dans une action intentée par la bande indienne de Coldwater (la « bande ») auprès de la Cour suprême de la Colombie-Britannique, relativement à la participation dans un droit de passage d'un pipeline sur des terres de la réserve. Le pipeline a été transféré par FHI (alors Terasen Inc.) à Kinder Morgan Inc. en 2007. La bande veut obtenir l'annulation du droit de passage et des dommages-intérêts en compensation d'une ingérence injustifiée nuisant à l'utilisation et à la jouissance des terres de la réserve de la bande. En mai 2016, la Cour fédérale a rejeté la demande de contrôle judiciaire du consentement ministériel faite par la bande. En septembre 2017, la Cour d'appel fédérale a annulé le consentement ministériel et renvoyé la question au ministère pour révision. Aucun montant n'a été comptabilisé à cet égard, puisque l'issue ne peut être raisonnablement déterminée à l'heure actuelle.

# Sommaire des données financières historiques

<b>États du résultat net</b> (en millions \$)	2019 <sup>1</sup>	2018	2017
Produits	<b>8 783</b>	8 390	8 301
Coûts de l'approvisionnement énergétique et charges d'exploitation	<b>4 972</b>	4 782	4 611
Amortissements	<b>1 350</b>	1 243	1 179
Profit sur cession	<b>577</b>	–	–
Autres produits, montant net	<b>138</b>	60	116
Charges financières	<b>1 035</b>	974	914
Charge d'impôt sur le résultat	<b>289</b>	165	588
Bénéfice lié aux activités poursuivies	<b>1 852</b>	1 286	1 125
Bénéfice lié aux activités abandonnées, déduction faite de l'impôt	–	–	–
Profit extraordinaire, déduction faite de l'impôt	–	–	–
Bénéfice net	<b>1 852</b>	1 286	1 125
Bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	<b>130</b>	120	97
Bénéfice net attribuable aux actionnaires privilégiés	<b>67</b>	66	65
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	<b>1 655</b>	1 100	963
<b>Bilans</b> (en millions \$)			
Actifs courants	<b>2 574</b>	3 261	2 207
Immobilisations corporelles, immobilisations autres que celles liées aux services publics <sup>2</sup> , immobilisations incorporelles	<b>35 248</b>	33 957	30 749
Goodwill	<b>12 004</b>	12 530	11 644
Autres actifs non courants	<b>3 578</b>	3 303	3 222
Total de l'actif	<b>53 404</b>	53 051	47 822
Passifs courants	<b>4 176</b>	4 252	3 504
Dette à long terme (excluant la tranche courante)	<b>21 501</b>	23 159	20 691
Autres passifs non courants	<b>7 614</b>	7 184	6 878
Total du passif	<b>33 291</b>	34 595	31 073
Total des capitaux propres	<b>20 113</b>	18 456	16 749
<b>Flux de trésorerie</b> (en millions \$)			
Activités d'exploitation	<b>2 663</b>	2 604	2 756
Activités d'investissement	<b>(2 768)</b>	(3 252)	(3 025)
Activités de financement, excluant les dividendes	<b>788</b>	1 254	932
Dividendes	<b>(634)</b>	(610)	(593)
<b>Statistiques financières</b>			
Taux de rendement de la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuable aux actionnaires ordinaires (en %)	<b>10,40</b>	7,78	7,31
<b>Taux de capitalisation</b> (en %) (à la fin de l'exercice)			
Total de la dette et des contrats de location-financement (déduction faite de la trésorerie)	<b>55,1</b>	59,7	59,2
Actions privilégiées	<b>4,0</b>	3,9	4,4
Capitaux propres attribuable aux actionnaires ordinaires	<b>40,9</b>	36,4	36,4
<b>Ratio de couverture des intérêts</b> (multiple)			
Dette	<b>2,9</b>	2,3	2,7
Toutes les charges fixes	<b>2,9</b>	2,3	2,7
<b>Total des dépenses d'investissement</b> (en millions \$)	<b>3 818</b>	3 218	3 024
<b>Données par action ordinaire</b>			
Valeur comptable par action (à la fin de l'exercice) (en \$)	<b>36,49</b>	34,80	31,77
Nombre moyen d'actions ordinaires en circulation (en millions)	<b>436,8</b>	424,7	415,5
Bénéfice de base par action ordinaire (en \$)	<b>3,79</b>	2,59	2,32
Dividendes déclarés par action ordinaire (en \$)	<b>1,855</b>	1,75	1,65
Dividendes versés par action ordinaire (en \$)	<b>1,8275</b>	1,725	1,625
Ratio de distribution des dividendes (en %)	<b>48,2</b>	66,6	70,0
Ratio cours/bénéfice (multiple)	<b>14,2</b>	17,6	19,9
<b>Sommaire des activités boursières (TSX)</b>			
Cours maximal (en \$)	<b>56,94</b>	47,36	48,73
Cours minimal (en \$)	<b>44,00</b>	39,38	40,59
Cours de clôture (en \$)	<b>53,88</b>	45,51	46,11
Volume (en milliers)	<b>297 490</b>	269 284	205 261

<sup>1</sup> Les éléments non récurrents ont eu une incidence sur les résultats, principalement en raison de la cession de l'Expansion de Waneta en 2019, de l'acquisition d'ITC en 2016, de la vente d'actifs non essentiels en 2015, de l'acquisition d'UNS Energy en 2014 et de l'acquisition de Central Hudson en 2013.

<sup>2</sup> Les immobilisations autres que celles liées aux services publics ont été cédées dans le cadre de la vente d'actifs immobiliers commerciaux et d'actifs hôteliers en 2015.

## Sommaire des données financières historiques

2016 <sup>†</sup>	2015 <sup>†</sup>	2014 <sup>†</sup>	2013 <sup>†</sup>	2012	2011	2010
6 838	6 757	5 401	4 047	3 654	3 738	3 647
4 372	4 465	3 690	2 654	2 390	2 547	2 448
983	873	688	541	470	416	406
-	-	-	-	-	-	-
53	197	(25)	(31)	4	38	13
678	553	547	389	366	363	359
145	223	66	32	61	84	72
713	840	385	400	371	366	375
-	-	5	-	-	-	-
-	-	-	20	-	-	-
713	840	390	420	371	366	375
53	35	11	10	9	9	10
75	77	62	57	47	46	45
585	728	317	353	315	311	320
2 166	1 857	1 787	1 296	1 093	1 132	1 205
30 348	20 136	18 304	12 612	10 574	9 937	9 336
12 364	4 173	3 732	2 075	1 568	1 565	1 561
3 026	2 638	2 410	1 925	1 715	1 580	1 309
47 904	28 804	26 233	17 908	14 950	14 214	13 411
3 944	2 638	2 676	2 084	1 350	1 305	1 491
20 817	10 784	9 911	6 424	5 741	5 685	5 616
6 693	5 029	4 534	3 024	2 449	2 281	1 977
31 454	18 451	17 121	11 532	9 540	9 271	9 084
16 450	10 353	9 112	6 376	5 410	4 943	4 327
1 884	1 673	982	899	992	915	742
(6 891)	(1 368)	(4 199)	(2 164)	(1 096)	(1 115)	(980)
5 491	(14)	3 627	1 434	396	386	451
(441)	(332)	(266)	(248)	(225)	(206)	(189)
5,56	9,75	5,45	8,06	8,06	8,79	10,06
60,6	54,8	56,4	56,2	55,3	57,1	60,4
4,4	8,3	9,1	9,0	9,7	8,3	8,7
35,0	36,9	34,5	34,8	35,0	34,6	30,9
2,1	2,7	1,6	1,9	2,0	2,0	2,0
2,1	2,7	1,6	1,9	2,0	2,0	2,0
2 061	2 243	1 725	1 175	1 146	1 171	1 071
32,31	28,62	24,89	22,38	20,84	20,25	18,65
308,9	278,6	225,6	202,5	190,0	181,6	172,9
1,89	2,61	1,41	1,74	1,66	1,71	1,85
1,55	1,43	1,30	1,25	1,21	1,17	1,41
1,525	1,40	1,28	1,24	1,20	1,16	1,12
80,7	53,6	90,8	71,3	72,3	67,8	60,5
21,9	14,3	27,6	17,5	20,6	19,5	18,4
44,87	42,23	40,83	35,14	34,98	35,45	34,54
35,53	34,16	29,78	29,51	31,70	28,24	21,60
41,46	37,41	38,96	30,45	34,22	33,37	33,98
293 991	172 038	174 566	120 470	115 962	126 341	120 855

# RENSEIGNEMENTS POUR LES INVESTISSEURS

## Dates prévues de versement des dividendes\* et de publication des résultats

### Dates de fermeture des registres

15 mai 2020	19 août 2020
18 novembre 2020	12 février 2021

### Dates de versement des dividendes

1 <sup>er</sup> juin 2020	1 <sup>er</sup> septembre 2020
1 <sup>er</sup> décembre 2020	1 <sup>er</sup> mars 2021

### Dates de publication des résultats

6 mai 2020	30 juillet 2020
30 octobre 2020	12 février 2021

\* L'établissement des dates de fermeture des registres et la déclaration et le versement des dividendes doivent être approuvés par le conseil d'administration.

## Agent des transferts et agent comptable des registres

La Société de fiducie Computershare du Canada (« Computershare » ou l'« agent des transferts ») est chargée de la tenue du registre des actionnaires et de l'émission, du transfert et de l'annulation des certificats d'actions. Les transferts peuvent être effectués à ses bureaux de Montréal et de Toronto au Canada et aux bureaux américains des co-agents des transferts à Canton au Massachusetts, à Jersey City au New Jersey et à Louisville au Kentucky. Computershare diffuse aussi des communications sur les dividendes et aux actionnaires. Toute question à ce sujet et toute correction aux renseignements personnels des actionnaires doivent être adressées à l'agent des transferts.

### Société de fiducie Computershare du Canada

8th floor, 100 University Avenue, Toronto (Ontario) M5J 2Y1  
Tél. : 514 982-7555 ou 1 866 586-7638  
Télé. : 416 263-9394 ou 1 888 453-0330  
Site Web : [www.investorcentre.com/fortisinc](http://www.investorcentre.com/fortisinc)

### Computershare Trust Company N.A.

À l'attention de : Stock Transfer Department  
Livraison du courrier en moins de 24 heures :  
462 South 4th Street, Louisville, KY 40202  
Livraison du courrier régulière :  
P.O. Box 505005, Louisville, KY 40233-5005

### Dépôt direct des dividendes

Les actionnaires peuvent bénéficier du service de dépôt direct électronique de leurs dividendes au compte de l'institution bancaire canadienne et américaine de leur choix en communiquant avec l'agent des transferts.

### Rapport annuel envoyé en double

Malgré nos efforts pour éviter que des rapports soient envoyés en double, des actionnaires peuvent recevoir plus d'un exemplaire du rapport annuel parce qu'ils ont plusieurs comptes d'actions. Les actionnaires désireux de consolider ces comptes sont priés de communiquer avec l'agent des transferts.

## Désignation à titre de dividendes déterminés

Aux fins des nouvelles dispositions en matière de crédit d'impôt pour dividendes contenues dans la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et dans toute législation fiscale provinciale ou territoriale applicable, tous les dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées versés par Fortis à des résidents du Canada après le 31 décembre 2005 sont désignés comme des « dividendes déterminés ». À moins d'indication contraire, tous les dividendes versés par Fortis après cette date sont désignés comme des « dividendes déterminés » aux fins de la législation susmentionnée.

## Assemblée annuelle

Jeudi 7 mai 2020, à 10 h 30  
Holiday Inn St. John's, 180 Portugal Cove Road,  
St. John's (T.-N.-L.), Canada

## Régimes de réinvestissement des dividendes

Fortis offre aux actionnaires ordinaires un régime de réinvestissement des dividendes (« RRD ») pour les inciter à investir davantage dans Fortis. Les dividendes ainsi que toute contribution optionnelle (minimum de 100 \$ et maximum de 30 000 \$ par an) des participants sont déposés automatiquement dans le régime aux fins de l'achat d'autres actions ordinaires. Les participants peuvent acheter des actions chaque trimestre, soit les 1<sup>er</sup> mars, 1<sup>er</sup> juin, 1<sup>er</sup> septembre et 1<sup>er</sup> décembre, au cours de marché moyen alors en vigueur à la cote de la Bourse de Toronto. Pour toute demande d'information, s'adresser à l'agent des transferts.

## Symbole des actions

Les actions ordinaires, 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 Inc. sont négociées à la Bourse de Toronto sous les symboles FTS, FTS.PR.F, FTS.PR.G, FTS.PR.H, FTS.PR.I, FTS.PR.J, FTS.PR.K et FTS.PR.M, respectivement. Les actions ordinaires sont également inscrites à la Bourse de New York et négociées sous le symbole FTS.

## Jour de l'évaluation

Aux fins des gains en capital, les prix au jour de l'évaluation sont les suivants :

22 décembre 1971	1,531 \$
22 février 1994	7,156 \$

## Relations avec les investisseurs et les analystes

Tél. : 709 737-2900  
Télé. : 709 737-5307  
Courriel : [investorrelations@fortisinc.com](mailto:investorrelations@fortisinc.com)

## DIRIGEANTS DE FORTIS INC.

### **Barry V. Perry**

Président et chef de la direction

### **Jocelyn H. Perry**

Vice-présidente directrice et chef des finances

### **David G. Hutchens**

Chef de l'exploitation et chef de la direction d'UNS Energy

### **Nora M. Duke**

Vice-présidente directrice, développement durable, et chef des ressources humaines

### **James P. Laurito**

Vice-président directeur, développement des affaires et chef de la direction technique

### **James R. Reid**

Vice-président directeur, chef du contentieux et secrétaire de la Société

### **Gary J. Smith**

Vice-président directeur, exploitation dans l'est du Canada et les Caraïbes

### **Stephanie A. Amaimo**

Vice-présidente, relations avec les investisseurs

### **Karen J. Gosse**

Vice-présidente, trésorerie et planification

### **Ronald J. Hinsley**

Vice-président et chef de l'information

### **Karen M. McCarthy**

Vice-présidente, communications et affaires de l'entreprise

### **Regan P. O'Dea**

Vice-président, conseiller juridique général

### **James D. Roberts**

Vice-président, contrôleur

### **Photographies :**

David Howells, St. John's (T.-N.-L.)

### **Page couverture :**

Melissa Graham – spécialiste de l'environnement, FortisBC

### **Conception et production :**

m5 Marketing Communications, St. John's (T.-N.-L.) [www.m5.ca](http://www.m5.ca)  
Moveable Inc., Toronto (Ont.) [www.moveable.com](http://www.moveable.com)

### **Imprimeur :**

The Lowe-Martin Group, Ottawa (Ont.)

## CONSEIL D'ADMINISTRATION

### **Douglas J. Haughey \* \* \***

Président du conseil, Fortis Inc.  
Calgary, Alberta

### **Tracey C. Ball \* \***

Administratrice de sociétés  
Victoria, Colombie-Britannique

### **Pierre J. Blouin \* \***

Administrateur de sociétés  
Mont-Royal, Québec

### **Paul J. Bonavia \* \***

Administrateur de sociétés  
Dallas, Texas

### **Lawrence T. Borgard \* \***

Administrateur de sociétés  
Naples, Floride

### **Maura J. Clark \* \***

Administratrice de sociétés  
New York, New York

### **Margarita K. Dilley \* \***

Administratrice de sociétés  
Washington, D.C.

### **Julie A. Dobson \* \***

Administratrice de sociétés  
Potomac, Maryland

### **Barry V. Perry**

Président et chef de la direction, Fortis Inc.  
St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador

### **Joseph L. Welch**

Administrateur de sociétés  
Longboat Key, Floride

### **Jo Mark Zurel \* \***

Administrateur de sociétés  
St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador

\* Comité d'audit \* Comité des ressources humaines  
★ Comité de gouvernance et des mises en candidature

Pour consulter les biographies des  
membres du conseil d'administration,  
visitez [www.fortisinc.com](http://www.fortisinc.com)



**Fortis Place** | Suite 1100, 5 Springdale Street | PO Box 8837 | St. John's, NL, Canada A1B 3T2  
Tél. : 709 737-2800 | Téléc. : 709 737-5307 | [www.fortisinc.com](http://www.fortisinc.com) | TSX/NYSE : FTS  
[info@fortisinc.com](mailto:info@fortisinc.com) |  @Fortis\_NA |  Fortis Inc.