

La force des liens



FORTIS

RAPPORT ANNUEL 2020

Un solide lien unit toute l'Amérique du Nord



RAISON D'ÊTRE

Offrir un avenir énergétique plus propre

VALEURS



Nous ne faisons jamais de compromis sur la **sécurité**

Rien n'est plus important pour nous que de veiller à la santé et à la sécurité de nos employés, de nos clients et de nos sous-traitants. Nous travaillons sans relâche afin d'améliorer la sécurité.



Nous reconnaissons l'importance de nos **gens**

Nos employés sont dévoués. Nous travaillons fort et prenons les bonnes décisions, et nous en sommes fiers. Nous recherchons et perfectionnons des talents diversifiés et offrons un milieu de travail inclusif.



Nous prenons nos décisions à l'échelle **locale**

Nous croyons en la prise de décisions à l'échelle locale. Nos équipes comprennent les collectivités que nous desservons. Nos sociétés exercent leurs activités de manière indépendante, mais ensemble en tant que famille de sociétés, nous accomplissons davantage que nous le ferions chacune séparément.



Nous agissons avec **courage** et **intégrité**

Nous prenons les bonnes décisions dans une perspective à long terme, même lorsqu'il est difficile de trancher. Nous respectons nos promesses et respectons les normes déontologiques les plus strictes.



Nous sommes des champions dans nos **collectivités**

Nous contribuons à l'essor de nos collectivités en entretenant des partenariats à l'échelle locale et en redonnant aux collectivités que nous desservons avec fierté.



Nous visons l'**excellence** au quotidien

Nous sommes des spécialistes de la livraison d'énergie, et nos priorités sont le service, la performance et la croissance. Nous respectons l'environnement et favorisons l'innovation afin d'offrir des solutions énergétiques à nos clients.

FORTIS

En bref

3,3
millions
de clients

Compte
9 000
employés 



**Objectif de réduction
des émissions** à l'échelle de la
Société de **75 % d'ici 2035**, par
rapport aux niveaux enregistrés en 2019


47^e
année
consécutive
de hausse du
dividende versé

Fortis a enregistré ses
**meilleurs résultats
au chapitre
de la sécurité**
en 2020



Total de l'actif de
55 milliards \$

10

entreprises de
services publics
au Canada, aux États-Unis
et dans les Caraïbes

TSX/NYSE : FTS



**Une femme occupe le poste
de chef de la direction
ou de présidente du conseil**
dans 60 % des entreprises de services publics de Fortis

Investissements
communautaires
de plus de **15 millions \$** en 2020

Sauf indication contraire, toutes les informations financières sont présentées en dollars canadiens, et tous les chiffres sont présentés en date du 31 décembre 2020.

Près de nos gens et de nos collectivités

Un solide leadership

Nous sommes fiers de ce que nous avons accompli en tant que famille de sociétés en 2020. Nos accomplissements ont été nombreux, bien que la pandémie nous ait poussé à trouver des moyens inédits et inhabituels d'exercer nos activités.

Les mesures prises par les entreprises de services publics de Fortis en réaction à la COVID-19 reposent sur notre engagement à assurer la sécurité de nos employés et à soutenir nos collectivités locales. Environ la moitié de nos 9 000 employés ont adopté rapidement et efficacement le télétravail, tandis que nos équipes sur le terrain se sont adaptées afin de travailler de façon sécuritaire pour assurer la distribution d'électricité et de gaz naturel à nos 3,3 millions de clients.



Cette pandémie met en lumière notre résilience et nos valeurs et, même si nous sommes physiquement éloignés, à bien des égards, nous n'avons jamais été aussi près les uns des autres.

Au nom de notre conseil d'administration, nous tenons à exprimer notre plus sincère gratitude à l'égard de nos employés et de leurs familles pour l'engagement et le soutien dont ils ont toujours su faire preuve.



Jason Milne, compagnon d'apprentissage



Melissa Hardy, analyste, relations avec les investisseurs et Bernard Young, auditeur interne

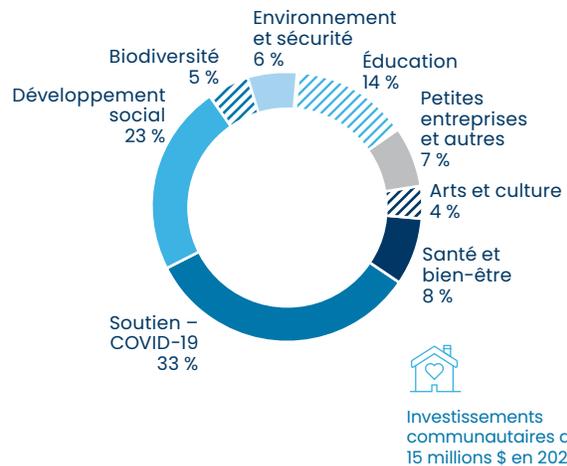


Rodel Nacion, leader du service à la clientèle

Notre modèle d'exploitation à l'échelle locale demeure au premier plan, et nos équipes entretiennent des liens étroits avec leurs clients et les collectivités depuis le début de la pandémie. Ce modèle nous a permis de mettre en place des mesures rapides, décisives et agiles dans le contexte de la pandémie de COVID-19. Nos équipes de gestion continuent de se concentrer sur ce qui est important pour leurs employés, leurs clients et les collectivités locales, et tirent parti du vaste réseau de spécialistes du groupe Fortis afin de collaborer et de trouver des moyens novateurs d'offrir un excellent service à la clientèle.

Nous comprenons que la pandémie a été très difficile pour bon nombre de nos clients. Nos entreprises de services publics soutiennent les clients en suspendant les coupures de service, en renonçant aux frais de retard et en offrant des modalités de paiement flexibles. En 2020, le groupe Fortis a également versé plus de 15 millions \$ en soutien aux collectivités qu'il dessert. De ce montant, environ 5 millions \$ ont été versés à titre de soutien dans le contexte particulier de la pandémie de COVID-19 à des banques alimentaires, à des organismes spécialisés en santé mentale et à d'autres organismes fournissant de l'équipement de protection individuelle aux travailleurs essentiels.

SECTEURS D'INVESTISSEMENT COMMUNAUTAIRE POUR 2020



Projet Community Matters de Fortis

En mai 2020, Fortis a offert un soutien financier immédiat totalisant 500 000 \$ à 20 organismes à but non lucratif qui sont aux premières lignes de la lutte contre la COVID-19 dans la province de Terre-Neuve-et-Labrador, où est situé son siège social.

« Au nom de tous les enfants et de toutes les familles qui recevront de quoi manger, merci de tout cœur! Nous sommes vraiment touchés de votre geste. Vous faites toute une différence! »

– Donataire du projet Community Matters de Fortis



Scott Hutton, monteur de ligne principal, Construction

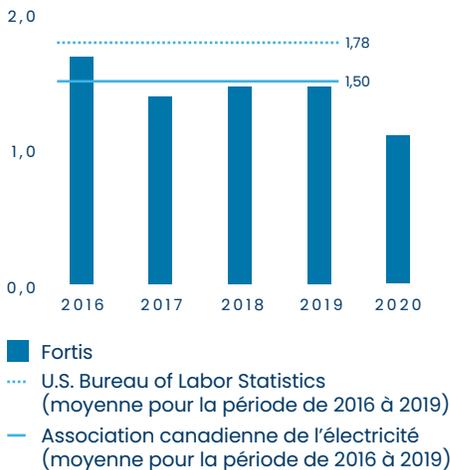
Résultats records en matière de sécurité

La sécurité de nos employés est primordiale, et en 2020, Fortis a obtenu le meilleur rendement de son histoire à ce chapitre.

Nous nous servons du taux de fréquence de toutes les blessures à titre d'indice du rendement en matière de sécurité représentant le nombre de blessures pour chaque bloc de 200 000 heures travaillées.

Ce taux s'est établi à 1,09 en 2020, soit une amélioration d'environ 25 % par rapport à la moyenne des trois exercices précédents. L'atteinte de ces résultats au cours d'un exercice aussi difficile témoigne de l'importance que nous accordons à la sécurité et de notre engagement à cet égard, surtout que nous obtenons historiquement un rendement supérieur à la moyenne du secteur à ce chapitre.

TAUX DE FRÉQUENCE DE TOUTES LES BLESSURES¹



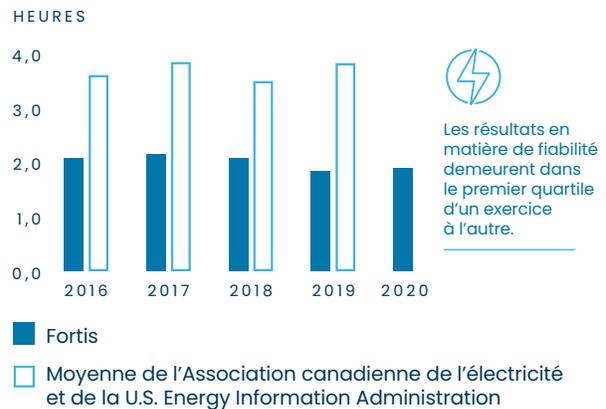
1) Blessures par bloc de 200 000 heures travaillées



Offre d'un service fiable aux clients

En ce qui a trait à la fiabilité de ses services de livraison d'énergie, les résultats de Fortis demeurent dans le quartile supérieur par rapport aux sociétés comparables de son secteur. Nous évaluons la fiabilité des services d'électricité en fonction du nombre moyen d'heures d'interruption par client. En 2020, la durée moyenne d'interruption du courant était de 1,9 heure, ce qui surpasse les durées moyennes d'interruption du secteur, tant pour le Canada que pour les États-Unis.

DURÉE MOYENNE D'INTERRUPTION DU COURANT PAR CLIENT²



Les résultats en matière de fiabilité demeurent dans le premier quartile d'un exercice à l'autre.

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

Une solide performance financière

En 2020, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est chiffré à 1 209 millions \$, ou 2,60 \$ par action ordinaire, comparativement à 1 655 millions \$, ou 3,79 \$, pour 2019. La variation du bénéfice net tient compte d'éléments non récurrents importants, notamment un profit de 484 millions \$ à la cession de l'Expansion de Waneta et l'incidence de 56 millions \$ d'un exercice à l'autre découlant d'une décision réglementaire du gouvernement fédéral américain. Compte non tenu de ces éléments non récurrents, le bénéfice a augmenté de 94 millions \$ en 2020. Nous avons réalisé un bénéfice net ajusté de 1 195 millions \$, ou 2,57 \$ par action ordinaire en 2020, par rapport à 1 115 millions \$, ou 2,55 \$ par action ordinaire, pour 2019.

Fortis dispose de solides liquidités en partie attribuables à un placement d'actions ordinaires de 1,2 milliard \$ et à la vente pour un 1,0 milliard \$ de la centrale hydroélectrique de l'Expansion de Waneta en 2019. Ces mesures ont permis de générer une tranche importante du financement par capitaux propres nécessaire à l'exécution de notre

programme d'investissement sur cinq ans, en plus d'augmenter de façon significative nos liquidités. À la fin de l'exercice 2020, le total des facilités de crédit consolidées s'établissait à 5,6 milliards \$, dont une tranche de 4,3 milliards \$ était inutilisée.



Sur une période de 20 ans, Fortis a dégagé un rendement total pour les actionnaires de 1107 %.

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 231 % et de 541 %, respectivement.

RENDEMENT TOTAL SUPÉRIEUR POUR LES ACTIONNAIRES SUR 20 ANS



Remarque : Rendement total cumulé sur 20 ans pour les actionnaires au 31 décembre 2020.

Au total, nous avons versé des dividendes par action ordinaire de 1,94 \$ en 2020, en hausse de 6 % par rapport à 2019. Cette hausse marque la 47^e année consécutive de hausse du dividende, soit un des plus longs records pour une société publique canadienne.

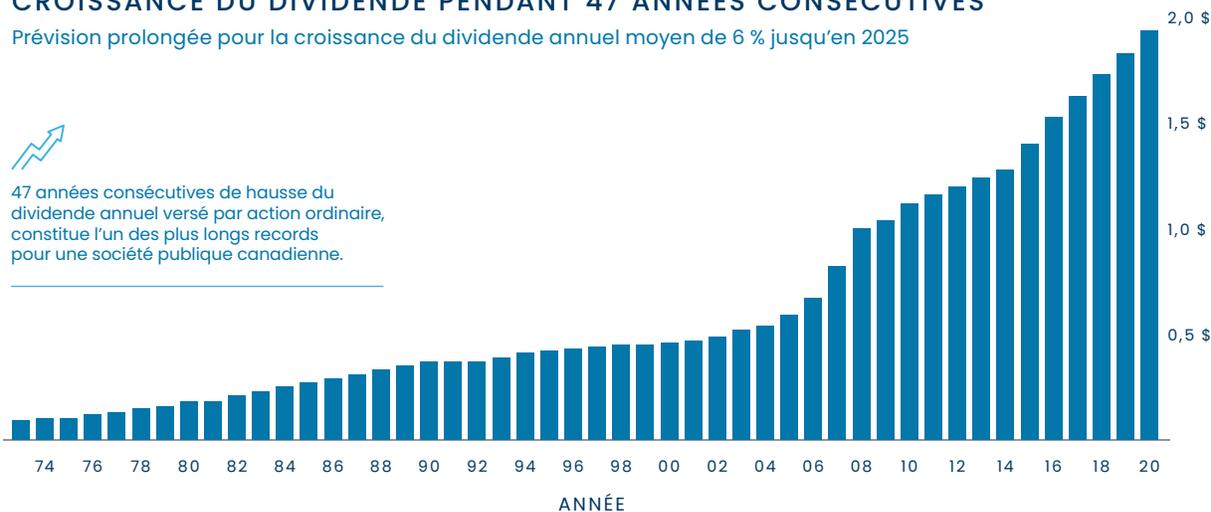
Confiants à l'égard du profil de croissance de notre groupe d'entreprises de services publics, qui sont diversifiées sur le plan géographique et présentent un profil de faible risque, nous avons prolongé notre prévision pour la croissance du dividende annuel moyen de 6 % jusqu'en 2025.

CROISSANCE DU DIVIDENDE PENDANT 47 ANNÉES CONSÉCUTIVES

Prévision prolongée pour la croissance du dividende annuel moyen de 6 % jusqu'en 2025



47 années consécutives de hausse du dividende annuel versé par action ordinaire, constitue l'un des plus longs records pour une société publique canadienne.



Pete Cox, Services de gestion du parc automobile



Kealey Martin, directrice, Durabilité
et Andy Morgans, analyste, Durabilité



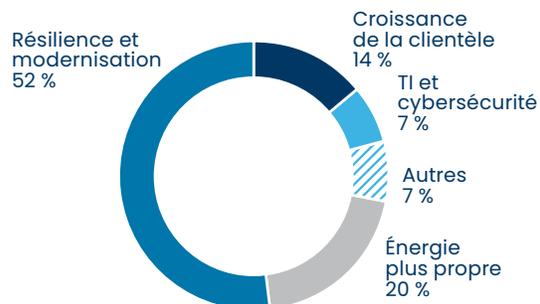
Alison Fitzgerald, gestionnaire, Information financière

Dépenses d'investissement records de 4,2 milliards \$

Nous avons engagé des dépenses d'investissement records de 4,2 milliards \$ en 2020, ce qui a donné lieu à une croissance annuelle de la base tarifaire de 8,2 %.

Nos entreprises de services publics ont mis en œuvre le programme d'investissement le plus important que nous ayons établi, bien qu'elles aient dû composer avec la pandémie, et elles ont obtenu des résultats records en matière de sécurité. Plusieurs entreprises de services publics de Fortis ont également dû composer avec des tempêtes importantes en 2020. En effet, Central Hudson, FortisTCl, ITC Holdings Corp., Maritime Electric et Newfoundland Power ont été touchées par des phénomènes météorologiques extrêmes qui ont exigé d'intervenir rapidement pour rétablir les services aux clients. Ce rendement témoigne de l'expertise opérationnelle et de la solidité des équipes de direction du groupe Fortis.

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT DE 4,2 MILLIARDS \$ POUR 2020





Puisque 93 % de nos actifs sont liés à la distribution d'électricité et de gaz naturel, l'un des meilleurs moyens de favoriser la décarbonisation est de nous assurer que notre infrastructure nous permet de livrer de l'énergie plus propre à nos clients.

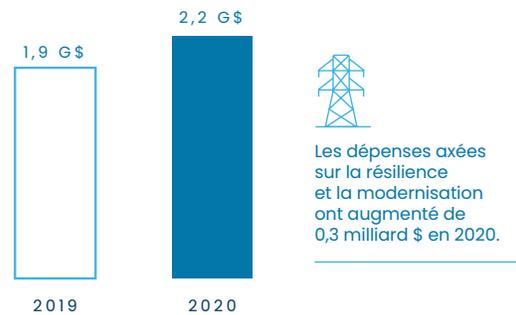
Un programme d'investissement axé sur la résilience, la modernisation et la livraison d'énergie plus propre

Le programme d'investissement de 4,2 milliards \$ pour 2020 prévoyait l'affectation de 2,2 milliards \$ à des initiatives axées sur la résilience et la modernisation et de 0,9 milliard \$ à des projets visant à réduire les émissions et l'utilisation de l'eau et à accroître l'efficacité énergétique des clients. Les dépenses d'investissement axées sur la résilience, la modernisation et l'énergie plus propre ont augmenté d'environ 20 % par rapport à 2019.

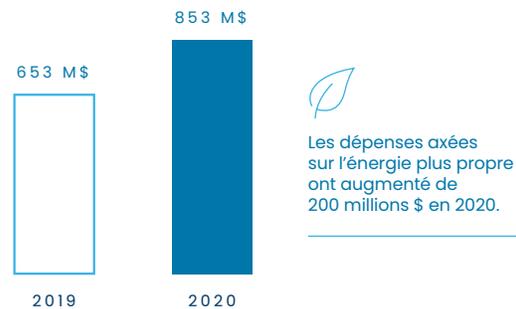
Programme d'investissement sur cinq ans

Notre programme d'investissement sur cinq ans pour la période allant de 2021 à 2025 s'établit à 19,6 milliards \$, en hausse de 0,8 milliard \$ par rapport au programme précédent. En moyenne, les dépenses d'investissement annuelles devraient s'établir à environ 4 milliards \$ au cours de la période de cinq ans. Ces dépenses devraient permettre d'accroître la base tarifaire d'environ 10 milliards \$, pour la faire passer à 40,3 milliards \$, et favoriseront une croissance annuelle composée de la base tarifaire d'environ 6 %. La quasi-totalité des investissements réglementés visent un éventail diversifié de projets à faible risque facilement réalisables. Notre priorité consiste donc à offrir à nos clients un service sûr, fiable, économique et axé sur de l'énergie plus propre.

INVESTISSEMENTS AXÉS SUR LA RÉSILIENCE ET LA MODERNISATION



INVESTISSEMENTS AXÉS SUR L'ÉNERGIE PLUS PROPRE





Offrir un avenir énergétique plus propre

En 2020, nous avons accru nos efforts pour favoriser un avenir sobre en carbone grâce à l'établissement d'un objectif ambitieux de réduction des émissions de carbone à l'échelle de la Société de 75 % d'ici 2035 par rapport à l'année de référence 2019. Cet objectif s'appuie sur notre profil d'émissions faibles et prévoit une réduction importante des émissions au cours d'une période relativement courte. Notre rythme de réduction prévue des émissions correspond à une cible bien en deçà des émissions associées à une trajectoire de deux degrés Celsius et est aligné sur les objectifs de l'Accord de Paris.

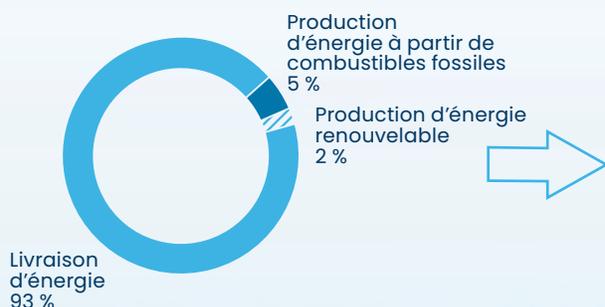
Pour atteindre cet objectif, nous prévoyons ajouter 2 400 MW à des réseaux éoliens et solaires et environ 1 400 MW aux systèmes de stockage d'énergie de Tucson Electric Power (« TEP ») d'ici 2035. Bien que la production d'électricité ne représente qu'une faible part de nos activités, la capacité de production d'énergie renouvelable prévue pour TEP à elle seule permettra d'augmenter de près de cinq fois cette capacité de production pour Fortis. Les initiatives en matière d'énergie propre au sein de nos autres entreprises de services publics contribueront également à l'atteinte de cet objectif.

Un objectif ambitieux à l'échelle de la Société a été établi afin de réduire les émissions de carbone de 75 % d'ici 2035 par rapport à l'année de référence 2019.

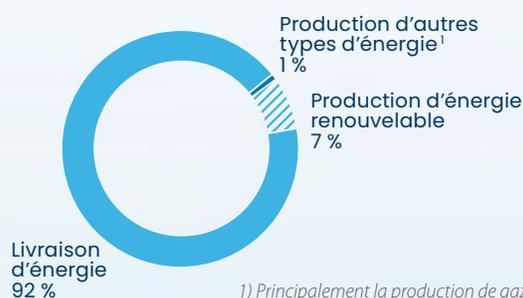
En outre, FortisBC s'est engagée à réduire de 30 % les émissions liées à la consommation d'énergie de ses clients d'ici 2030, ce qui constitue l'un des objectifs les plus ambitieux du secteur des services publics au Canada. ITC Holdings Corp., la plus importante entreprise indépendante de transport d'électricité aux États-Unis, est stratégiquement établie dans le Midwest américain et a déjà relié environ 6 800 MW d'énergie éolienne à ses réseaux, et elle prévoit y relier davantage d'énergie renouvelable au cours des années à venir.

D'ici 2035, la quasi-totalité des actifs de Fortis seront consacrés à la livraison d'énergie et à la production d'énergie renouvelable sans carbone.

TOTAL DES ACTIFS EN 2020



TOTAL DES ACTIFS PROJETÉ POUR 2035



1) Principalement la production de gaz naturel

L'inclusion et la diversité demeurent une priorité

Nous comprenons qu'un milieu de travail inclusif et diversifié encourage l'innovation, attire des professionnels brillants et favorise le bien-être des employés. Notre approche en matière d'inclusion et de diversité se fonde sur le respect et notre volonté d'écouter, d'apprendre et de stimuler le changement.

En 2020, nous avons mis sur pied un conseil sur l'inclusion et la diversité formé de représentants aux parcours variés en provenance de toutes nos entreprises de services publics. Ce conseil a pour but d'orienter et de mettre en œuvre notre stratégie en matière d'inclusion et de diversité.

Au cours d'une année où l'agitation sociale et les manifestations pour l'égalité, l'autonomisation et la dignité ont marqué nos collectivités, nous avons réaffirmé notre engagement à faire ce qui est bien et à favoriser les actions positives. En 2020, Fortis a signé un engagement dans le cadre de l'Initiative BlackNorth, et a uni sa voix à celle de dirigeants d'autres sociétés ouvertes pour mettre fin au racisme systémique anti-Noirs.



En 2020, nous avons continué de nous concentrer sur la diversité des genres. Les femmes comptent pour 40 % des administrateurs de Fortis Inc. élus en 2020 et 42 % des dirigeants de notre siège social. De plus, une femme occupe le poste de chef de la direction ou de présidente du conseil dans 60 % des entreprises de services publics de Fortis.



Succession à la direction

Le 31 décembre 2020, Barry Perry a pris sa retraite à titre de président et chef de la direction de Fortis. M. Perry a passé plus de 20 années de sa carrière au sein de la Société, et a été nommé président et chef de la direction en 2015.

Sa vision pour Fortis a mené à l'expansion stratégique de la Société aux États-Unis, qui a ainsi doublé de taille pour devenir un chef de file des services publics en Amérique du Nord. Sous sa gouverne, le rendement total pour l'actionnaire de Fortis s'est chiffré à 104 %, soit environ 12 % par année.

Nous remercions M. Perry pour son leadership, son intégrité et sa volonté d'assurer la croissance de Fortis pour qu'elle devienne la Société qu'elle est aujourd'hui. Ses réalisations sont exceptionnelles, et ses conseils, son engagement envers l'excellence et son humilité ont laissé leur marque et façonné la culture de Fortis.



Une société de livraison d'énergie de premier plan en Amérique du Nord

L'année 2020 a mis en lumière l'étendue de notre talent et ce que nous pouvons accomplir quand toutes les sociétés du groupe Fortis s'unissent avec force. La sécurité des employés et les besoins des collectivités locales continueront d'orienter notre réaction à la pandémie en 2021, tandis que les entreprises de services publics de Fortis assureront une livraison fiable d'énergie à nos clients.

Notre stratégie à long terme repose sur notre modèle d'exploitation unique, notre profil en matière de durabilité, notre diversité sur les plans géographique et réglementaire, notre expertise en matière d'exploitation, notre réputation et notre solidité financière. Nous voyons un énorme potentiel dans notre secteur et nous sommes bien positionnés pour stimuler l'innovation et saisir de nouvelles occasions intéressantes.

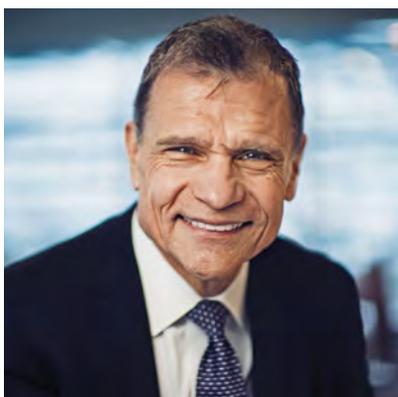
Notre plateforme de croissance est plus solide que jamais et soutient nos efforts en vue d'offrir un avenir énergétique plus propre et d'assurer la croissance et la stabilité des dividendes pour nos actionnaires. Tandis que nous jetons un regard sur l'année 2020, nous tenons à exprimer notre gratitude envers les actionnaires qui ont investi dans notre avenir. Merci de la confiance que vous accordez à Fortis.

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.



David G. Hutchens



Faits saillants financiers

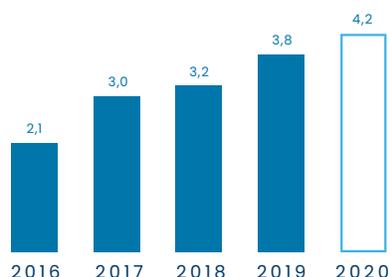
BÉNÉFICE NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES ORDINAIRES (M\$)



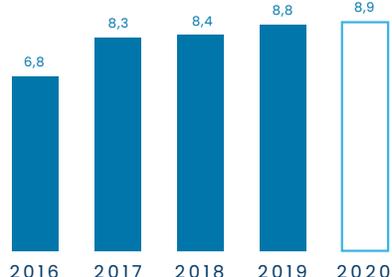
BÉNÉFICE DE BASE PAR ACTION ORDINAIRE (\$)



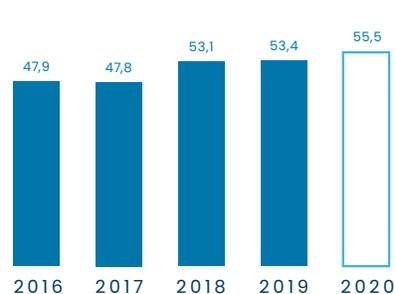
DÉPENSES D'INVESTISSEMENT (G\$)



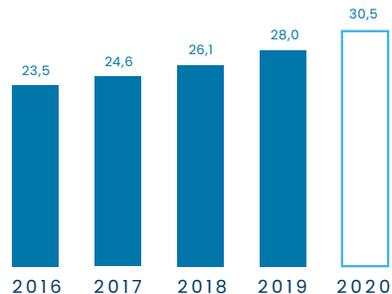
PRODUITS (G\$)



ACTIF (G\$)



BASE TARIFAIRE DE MI-EXERCICE (G\$)



- 1) 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.
- 2) 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.
- 3) 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 ne tient pas compte de certains éléments non liés à l'exploitation.
- 4) 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. Le bénéfice net ajusté ne tient compte ni du profit à la cession, ni de l'ajustement favorable lié à une ordonnance réglementaire, ni des autres éléments non liés à l'exploitation.
- 5) Un ajustement favorable lié à une ordonnance réglementaire relative à ITC a influé sur les résultats. Le bénéfice net ajusté ne tient compte ni de l'ajustement favorable lié à une ordonnance réglementaire ni de certains éléments non liés à l'exploitation.
- 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				2021P ¹			
	ÉLECTRICITÉ (NOMBRE)	GAZ (NOMBRE)	EMPLOYÉS (NOMBRE)	ÉLECTRICITÉ (MW)	GAZ (TJ)	VENTES D'ÉLECTRICITÉ (GWh)	VOLUMES DE GAZ (PJ)	BÉNÉFICE (M\$)	ACTIF TOTAL (G\$)	BASE TARIFAIRE DE MI-EXERCICE (G\$)	PROGRAMME D'INVESTIS- SEMENT (M\$)
ITC ²	–	–	699	23 364	–	–	–	449	20,4	9,9	1 000
UNS Energy	532 000	163 000	2 057	3 309	107	16 763	15	302	10,8	6,2	749
Central Hudson	300 000	80 000	1 061	1 142	121	4 969	23	91	3,9	2,3	306
FortisBC ³	182 000	1 048 000	2 514	740	1 555	3 291	219	231	10,1	6,7	620
FortisAlberta	572 000	–	1 085	2 770	–	16 092	–	133	5,1	3,8	346
Autres entreprises d'électricité ⁴	468 000	–	1 422	2 050	–	9 175	–	112	4,3	3,3	721
	2 054 000	1 291 000	8 838	33 375	1 783	50 290	257	1 318	54,6	32,2	3 742

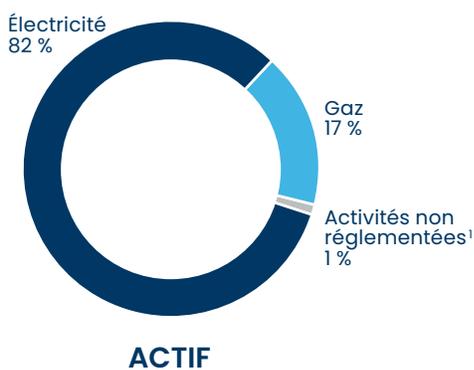
1) Prévisions

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 Wataynikaneyap Power, Fortis Turks and Caicos et la participation en actions de 33 % dans Belize Electricity.

ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS 99 %



Actif total de **55 milliards \$**
au 31 décembre 2020.

1) Comprend des investissements dans les infrastructures énergétiques en Colombie-Britannique et au Belize.

Table des matières

À propos de Fortis	16
Éléments importants.....	18
Aperçu du rendement	19
Le secteur.....	22
Résultats d'exploitation.....	23
Rendement des unités d'exploitation	24
ITC.....	24
UNS Energy.....	25
Central Hudson.....	25
FortisBC Energy.....	26
FortisAlberta.....	26
FortisBC Electric.....	27
Autres entreprises d'électricité.....	27
Infrastructures énergétiques.....	27
Siège social et autres.....	28
Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis.....	28
Faits saillants en matière de réglementation.....	29
Situation financière	31
Situation de trésorerie et sources de financement	32
Besoins en flux de trésorerie.....	32
Sommaire des flux de trésorerie	33
Obligations contractuelles.....	35
Structure du capital et notations.....	36
Programme d'investissement.....	36
Risques d'affaires.....	39
Questions comptables.....	46
Instrument financiers.....	49
Dettes à long terme et autres.....	49
Dérivés.....	49
Principales informations financières annuelles.....	51
Résultats du quatrième trimestre	52
Sommaire des résultats trimestriels.....	53
Transactions entre parties liées et intersociétés.....	54
Évaluation des contrôles et procédures par la direction.....	55
Perspectives.....	55
Informations prospectives.....	56
Glossaire	57
États financiers consolidés annuels.....	59

En date du 11 février 2021

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 2020 et est assujéti à la mise en garde présentée à la rubrique « Informations prospectives » à la page 56. 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, www.sedar.com ou 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) taux moyen de 1,34 et de 1,33, respectivement, pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019; ii) 1,27 et 1,30, respectivement, aux 31 décembre 2020 et 2019; iii) taux moyen de 1,30 et de 1,32, respectivement, pour les trimestres clos les 31 décembre 2020 et 2019; et iv) 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 57.

À PROPOS DE FORTIS

Fortis (TSX/NYSE : FTS), dont les produits ont été de 8,9 milliards \$ et dont le total de l'actif s'élevait à 55 milliards \$ au 31 décembre 2020, 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.

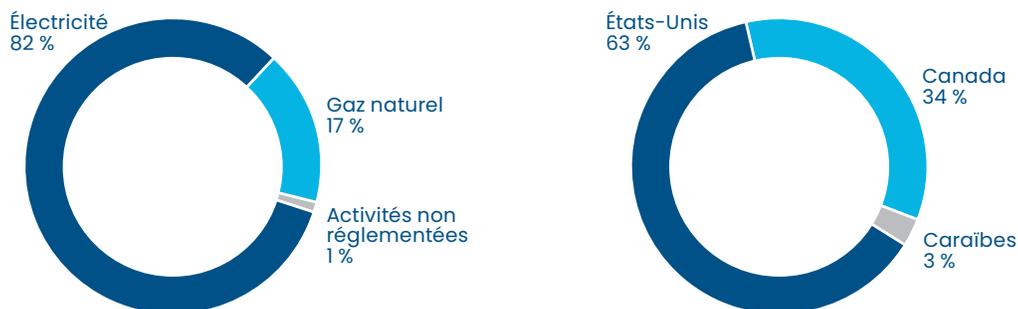
Les entreprises de services publics réglementés comptent pour 99 % des actifs de la Société, le reste étant

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 2020, 66 % des actifs de la Société étaient situés à l'extérieur du Canada. En outre, 59 % des produits de 2020 proviennent d'établissements à l'étranger.



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

TOTAL DE L'ACTIF AU 31 DÉCEMBRE 2020



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, 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 Caicos). 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 se composent d'Aitken Creek (installation de stockage de gaz naturel – Colombie-Britannique), de BECOL (trois installations de production hydroélectrique – Belize) et de l'Expansion de Waneta, jusqu'à sa cession en avril 2019.

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 de son programme d'investissement et de la poursuite d'occasions d'investissement dans les territoires qu'elle dessert et à proximité de ceux-ci.

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 2020.

ÉLÉMENTS IMPORTANTS

Pandémie de COVID-19

Pendant la pandémie de COVID-19, la Société continue de fournir un service essentiel avec fiabilité et en toute sécurité. La Société surveille de façon continue l'évolution de la situation et prend les mesures appropriées. Les entreprises de services publics de la Société ont évalué le risque lié à la chaîne d'approvisionnement et les autres répercussions possibles de la pandémie pour s'assurer de pouvoir continuer à fournir un service sûr et fiable tout en appuyant la santé publique.

À l'exception des répercussions du report de la décision relative à la demande tarifaire générale de TEP (se reporter à la rubrique «Faits saillants en matière de réglementation» à la page 29), la pandémie de COVID-19 n'a eu aucune incidence significative sur les dépenses d'investissement, les produits ou le bénéfice de la Société en 2020. L'incidence financière pour Fortis s'est établie à environ 0,05 \$ par action ordinaire, et elle reflète : i) la diminution des ventes dans les Caraïbes et ii) l'augmentation des charges d'exploitation nettes, y compris l'augmentation de la charge pour pertes de crédit, principalement attribuable à Central Hudson et à UNS Energy.

De plus amples renseignements sur les principales répercussions de la pandémie pour Fortis sont résumés ci-dessous.

Produits

Les ventes d'énergie pour toutes les entreprises de services publics de la Société ont subi l'incidence de la fermeture et de la réouverture des entreprises non essentielles, ainsi que des consignes de confinement et des autres répercussions économiques liées à la pandémie de COVID-19. En règle générale, le télétravail a donné lieu à une augmentation des ventes résidentielles et à une diminution des ventes commerciales et industrielles.

Des mécanismes réglementaires permettent de protéger environ 62 % des produits annuels de la Société contre les variations des ventes. La proportion restante de 38 %, principalement en ce qui concerne UNS Energy et le secteur Autres entreprises d'électricité, se compose d'environ 21 % de clients résidentiels et à 17 % de clients commerciaux et industriels. Globalement, environ 83 % des produits sont protégés par des mécanismes réglementaires ou proviennent des ventes résidentielles.

Depuis le début de la pandémie de COVID-19 en 2020, et par rapport à la période correspondante de 2019, les ventes résidentielles d'électricité d'UNS Energy ont augmenté de 17 %, essentiellement en raison des températures plus chaudes et du télétravail. Les ventes d'électricité des secteurs commercial et industriel ont diminué de 2 %, ce qui s'est traduit par une hausse globale des ventes de 7 %. Compte non tenu des conditions météorologiques, les ventes au détail d'électricité ont augmenté de 2 %.

Les ventes du secteur Autres entreprises d'électricité ont diminué de 2 % depuis le début de la pandémie de COVID-19, par rapport à la période correspondante de 2019. La variation s'explique par une augmentation de 3 % des ventes résidentielles et une diminution de 8 % des ventes commerciales, principalement en raison de la diminution des activités liées au tourisme dans les Caraïbes.

Globalement, les variations des ventes d'UNS Energy et du secteur Autres entreprises d'électricité en 2020 attribuables à la pandémie de COVID-19 n'ont pas eu d'incidence significative sur Fortis. Même si la Société ne s'attend pas à ce que la pandémie de COVID-19 ait une incidence significative sur Fortis en 2021, la composition des ventes résidentielles et commerciales continuera d'être évaluée, particulièrement en ce qui concerne UNS Energy et le secteur Autres entreprises d'électricité. Globalement, l'incidence annuelle estimée sur le BPA d'une variation de 1 % des ventes d'UNS Energy et du secteur Autres entreprises d'électricité s'établit à environ 0,01 \$.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement n'ont pas été touchées de manière significative par la pandémie de COVID-19. Le total des dépenses de 4,2 milliards \$ correspond essentiellement au programme d'investissement de 2020. La Société ne s'attend pas à ce que la pandémie de COVID-19 ait une incidence sur son programme d'investissement global sur cinq ans, même si certaines dépenses prévues pourraient être reportées à des exercices ultérieurs compris dans cette période de cinq ans, selon la durée et la gravité de la pandémie.

Liquidités

Fortis est bien positionnée grâce à de solides liquidités, en partie attribuables à son placement d'actions ordinaires de 1,2 milliard \$ ainsi qu'à la vente de l'Expansion de Waneta en 2019. Au 31 décembre 2020, le total des facilités de crédit consolidées se chiffrait à 5,6 milliards \$, dont une tranche de 4,3 milliards \$ est inutilisée.

Fortis et ses entreprises de services publics ont toujours accès aux marchés financiers. Se reporter à la rubrique «Situation de trésorerie et sources de financement» à la page 32.

L'incidence économique de la pandémie de COVID-19 nuit à la capacité des clients de payer leurs factures d'énergie, ce qui pourrait entraîner une incidence proportionnelle à court terme sur le fonds de roulement. Les entreprises de services publics de la Société ont mis en place diverses mesures d'allègement pour les clients, notamment la suspension temporaire des coupures pour non-paiement et des frais de retard, ainsi que le report des hausses des tarifs facturés aux clients et du recouvrement des coûts. La Société a enregistré une hausse des débiteurs en 2020 et, par conséquent, une hausse de la correction de valeur pour pertes de crédit. Bien que la variation ne soit pas significative pour Fortis, UNS Energy et Central Hudson, en particulier, ont enregistré en 2020 une hausse de la charge pour pertes de crédit associée au recouvrement plus lent auprès des clients, essentiellement en raison de la pandémie de COVID-19. Se reporter à la note 6 des états financiers annuels de 2020.

L'incidence défavorable sur les flux de trésorerie associée au recouvrement plus lent des soldes auprès des clients en 2020 a été contrebalancée par d'autres variations des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (se reporter à la rubrique «Aperçu du rendement – Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation», à la page 21).

Questions réglementaires

Les perturbations du calendrier de travail des organismes de réglementation et des autres parties prenantes ont entraîné des retards et des reports pour certaines instances réglementaires en 2020. Se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » à la page 29. Les principales instances réglementaires de la Société présentées ci-dessous ont été conclues avant la fin de 2020.

Régimes de retraite

L'exposition de la Société aux variations des charges au titre des régimes de retraite est restreinte par des mécanismes réglementaires qui couvrent approximativement 80 % des régimes de retraite à prestations définies. La proportion restante de 20 % a principalement trait à UNS Energy, et son exposition tient surtout à l'utilisation des années témoins historiques pour établir les tarifs.

D'après les évaluations des régimes de retraite au 31 décembre 2020, la variation des charges au titre des régimes de retraite d'UNS Energy en 2021 par rapport à 2020 n'est pas significative pour Fortis.

Perspectives

Compte tenu de l'incertitude qui persiste entourant l'évolution de la pandémie, il est difficile de prédire les répercussions opérationnelles et financières ultimes sur Fortis. Les répercussions possibles sont abordées à la rubrique « Risques d'affaires » à la page 39.

Principales décisions des organismes de réglementation

Ordonnance tarifaire visant TEP

En décembre 2020, l'ACC a publié une ordonnance tarifaire à l'égard de la demande tarifaire générale de TEP établissant les nouveaux tarifs qui seront facturés aux clients à compter du 1^{er} janvier 2021, y compris : i) une augmentation des produits non liés au combustible de 77 millions \$ (58 millions \$ US); ii) un RCP autorisé de 9,15 %, avec un rendement de 0,20 % sur l'écart d'évaluation et une structure du capital composée à 53 % de capitaux propres; et iii) une base tarifaire d'environ 3,5 milliards \$ (2,7 milliards \$ US) qui inclut les investissements postérieurs à l'année témoin dans l'unité 2 de Gila River et dans dix génératrices à moteurs alternatifs à combustion interne au gaz naturel.

Coût du capital générique de FortisAlberta pour 2021

En octobre 2020, l'AUC a conclu l'instance liée au coût du capital générique pour 2021 et fixé à 8,50 % le RCP pour 2021, selon une structure du capital composée à 37 % de capitaux propres, soit la même proportion qu'en 2020.

Décision de l'AUC publiée en novembre 2020

En novembre 2020, l'AUC a publié une décision portant sur la demande tarifaire pour 2018 pour les exploitants de réseaux indépendants, laquelle annule la proposition de modification de la politique de l'AESO sur les apports des clients. Par conséquent, FortisAlberta a conservé dans sa base tarifaire des apports de clients non amortis d'environ 400 millions \$.

Se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » à la page 29 pour obtenir des renseignements supplémentaires sur ces faits nouveaux importants en matière de réglementation.

APERÇU DU RENDEMENT

Principales mesures financières

(en millions \$, sauf indication contraire)	2020	2019	Écart
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires			
Réel	1 209	1 655	(446)
Ajusté ¹	1 195	1 115	80
BPA de base (en \$)			
Réel	2,60	3,79	(1,19)
Ajusté ¹	2,57	2,55	0,02
Dividendes			
Versés par action ordinaire (\$)	1,9375	1,8275	0,11
Ratio de distribution réel (%)	74,5	48,2	26,3
Ratio de distribution ajusté (%) ¹	75,4	71,7	3,7
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	464,8	436,8	28
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 701	2 663	38
Dépenses d'investissement ²	4 177	3 818	359

¹ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis » à la page 28

² Comprend la quote-part de 138 millions \$ revenant à Fortis en ce qui a trait aux frais de développement et aux dépenses d'investissement pour le projet Wataynikanayap Transmission Power

Rendement total pour l'actionnaire¹ (%)

	Sur 1 an	Sur 3 ans	Sur 5 ans	Sur 10 ans	Sur 20 ans
Fortis	–	8,0	10,9	8,3	13,3

¹ Rendement total pour l'actionnaire annualisé au 31 décembre 2020 selon Bloomberg

Bénéfice et bénéfice par action

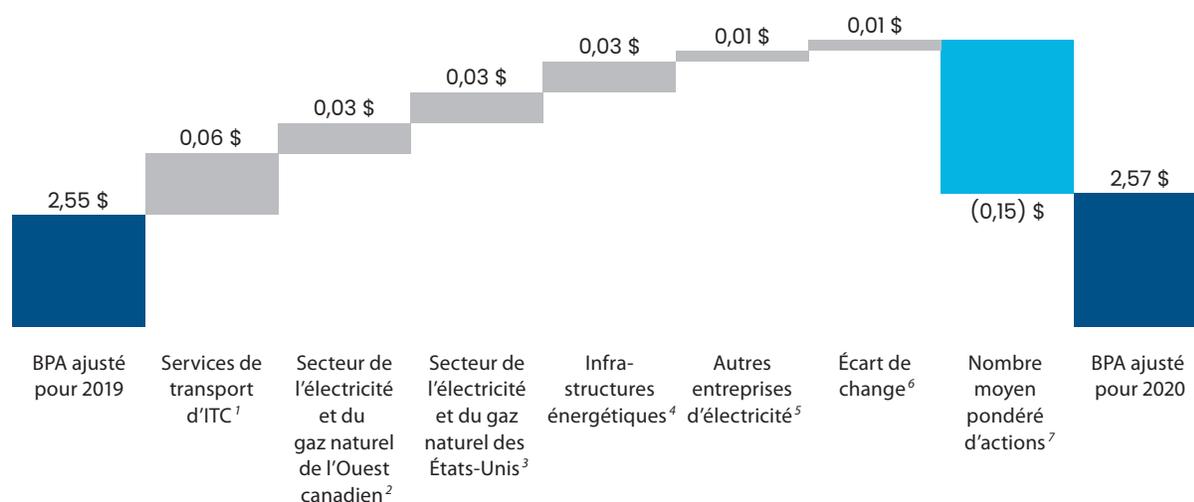
La diminution de 446 millions \$ du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires tient compte d'éléments non récurrents importants, soit i) un profit de 484 millions \$ à la cession de l'Expansion de Waneta en avril 2019; et ii) l'incidence nette de 56 millions \$ liée à la reprise de passifs accumulés au cours de périodes antérieures par suite des décisions rendues par la FERC en novembre 2019 et en mai 2020 à l'intention d'ITC (se reporter à la rubrique «Faits saillants en matière de réglementation» à la page 29).

Compte non tenu des éléments non récurrents importants, la Société a enregistré une hausse de 94 millions \$ de son bénéfice en 2020, ce qui reflète i) la croissance de la base tarifaire de 8,2 %; ii) la hausse des ventes au détail d'électricité d'UNS Energy découlant surtout des conditions météorologiques; et iii) la hausse du bénéfice enregistré au Belize, surtout en raison de l'augmentation de la production d'hydroélectricité. Le bénéfice a également été favorisé par la comptabilisation à la valeur de marché de contrats dérivés liés au gaz naturel d'Aitken Creek, ce qui a donné lieu à des profits latents de moins de 1 million \$ en 2020, comparativement à des pertes latentes de 15 millions \$ en 2019. Cette croissance a été atténuée par i) le report de la décision relative à la demande tarifaire générale de TEP, qui a fait en sorte qu'un montant d'environ 1 milliard \$ de la base tarifaire n'a pas été reflété dans les tarifs facturés aux clients en 2020; et ii) les répercussions de la pandémie de COVID-19, comme en témoignent la diminution des ventes dans les Caraïbes et l'augmentation des charges d'exploitation nettes, y compris de la charge liée aux pertes de crédit, principalement attribuable à Central Hudson et à UNS Energy.

Outre les facteurs susmentionnés ayant influé sur le bénéfice, la variation du BPA reflète une hausse du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, principalement attribuable à l'émission d'actions ordinaires de la Société pour un montant de 1,2 milliard \$ au quatrième trimestre de 2019.

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté et le BPA de base ajusté ont augmenté de 80 millions \$ et de 0,02 \$, respectivement. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis» à la page 28, pour un rapprochement de ces mesures. Le graphique ci-après illustre les variations du BPA de base ajusté.

VARIATIONS DU BPA DE BASE AJUSTÉ



¹⁾ Reflète principalement la croissance de la base tarifaire et la hausse du RCP de base

²⁾ Comprend FortisBC Energy, FortisBC Electric et FortisAlberta. Reflète principalement la croissance de la base tarifaire et l'augmentation du nombre de clients, facteurs partiellement contrebalancés par l'élimination du mécanisme de report de l'efficacité de la TAR de FortisAlberta

³⁾ Comprend UNS Energy et Central Hudson. L'augmentation pour UNS Energy reflète la hausse des ventes au détail attribuable aux conditions météorologiques favorables, facteur partiellement contrebalancé par la hausse des coûts liés à la croissance de la base tarifaire qui n'est pas encore reflétée dans les tarifs facturés aux clients et la hausse du montant net des coûts d'exploitation découlant de la pandémie de COVID-19. L'augmentation pour Central Hudson reflète la croissance de la base tarifaire, facteur partiellement contrebalancé par la hausse du montant net des charges d'exploitation découlant de la pandémie de COVID-19.

⁴⁾ Reflète principalement la hausse de la production d'hydroélectricité au Belize en raison des précipitations plus abondantes. Exclut l'incidence de la cession de l'Expansion de Waneta, qui n'a pas eu d'incidence sur le bénéfice consolidé

⁵⁾ Reflète principalement la hausse du bénéfice lié à la participation dans Belize Electricity et la croissance de la base tarifaire, facteurs partiellement contrebalancés par les répercussions de la pandémie de COVID-19, en particulier dans les Caraïbes

⁶⁾ Taux de change moyen de 1,34 \$ en 2020, comparativement à 1,33 \$ en 2019

⁷⁾ Nombre moyen pondéré d'actions de 464,8 millions en 2020, contre 436,8 millions en 2019

Dividendes et rendement total pour l'actionnaire

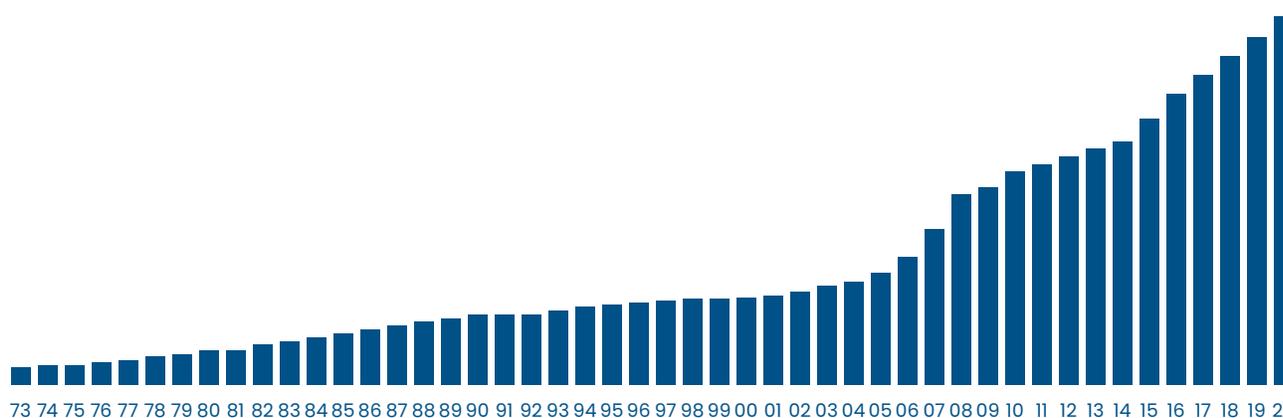
Fortis a payé un dividende de 0,505 \$ l'action ordinaire au quatrième trimestre de 2020, en hausse par rapport à 0,4775 \$ pour chacun des quatre trimestres précédents.

En 2020, le dividende versé par action ordinaire a totalisé 1,9375 \$, en hausse de 0,11 \$, ou 6,0 %, par rapport à 2019, conformément aux prévisions de la Société en ce qui a trait aux dividendes. Le ratio de distribution réel s'est établi à 74,5 % pour 2020, comparativement à 48,2 % pour 2019, et à un taux annuel moyen de 65,5 % pour la période de cinq ans allant de 2016 à 2020. Le ratio de distribution réel moins élevé en 2019 est attribuable au profit à la cession de l'Expansion de Waneta.

Fortis a augmenté son dividende versé sur les actions ordinaires pendant 47 années consécutives. Le rendement total pour l'actionnaire sur un an est demeuré stable, ce qui reflète la conjoncture des marchés en 2020. La croissance des dividendes combinée au cours du marché des actions ordinaires de la Société ont généré un rendement total pour l'actionnaire de 8,0 %, de 10,9 %, de 8,3 % et de 13,3 % sur trois ans, cinq ans, dix ans et vingt ans, respectivement.

En septembre 2020, Fortis a prolongé sa prévision pour le dividende, visant jusqu'en 2025 une croissance annuelle moyenne d'environ 6 %.

HAUSSE DU DIVIDENDE VERSÉ SUR LES ACTIONS ORDINAIRES PENDANT 47 ANNÉES CONSÉCUTIVES



■ Versements de dividendes

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

La hausse de 38 millions \$ des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découle de l'augmentation du bénéfice en trésorerie, qui reflète la croissance de la base tarifaire, l'augmentation des ventes au détail et le recouvrement de coûts liés au combustible et non liés au combustible d'UNS Energy, ainsi qu'un paiement initial reçu par FortisAlberta en vertu d'une entente à long terme avec un détaillant d'énergie. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par i) l'augmentation des paiements de frais de transport de FortisAlberta; ii) le calendrier de recouvrement des coûts plus élevés liés au gaz de FortisBC Energy; et iii) le recouvrement plus lent auprès des clients en raison de la pandémie de COVID-19.

Dépenses d'investissement

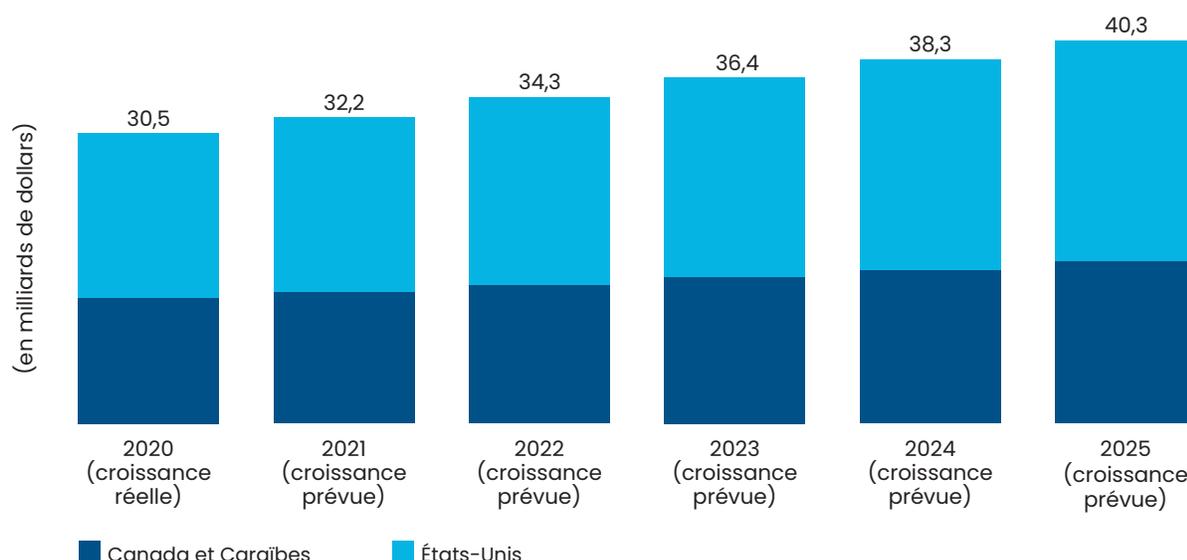
En 2020, les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 4,2 milliards \$, en hausse de 0,4 milliard \$ par rapport à 2019, ce qui est globalement conforme au programme d'investissement de 2020. Se reporter à la rubrique « Programme d'investissement » à la page 36 pour obtenir une analyse détaillée du programme de dépenses d'investissement de la Société.

Le programme d'investissement sur cinq ans de la Société, pour 2021 à 2025, comporte une cible de 19,6 milliards \$, soit 0,8 milliard \$ de plus que le programme d'investissement sur cinq ans pour la période allant de 2020 à 2024, dont la cible se chiffrait à 18,8 milliards \$, tel qu'il était présenté dans le rapport de gestion de 2019. L'augmentation est principalement attribuable aux éléments suivants : i) deux nouveaux projets d'investissement majeurs de FortisBC Energy, y compris le projet de réservoir de résilience de GNL de Tilbury et le projet d'infrastructure de compteurs évolués, dont les dépenses d'investissement prévues totalisent environ 500 millions \$; ii) des investissements additionnels de 200 millions \$ dans des systèmes de technologies de l'information et des travaux d'accroissement de la résistance aux intempéries de Central Hudson; iii) des travaux d'interconnexion et de reconstruction de systèmes afin de fournir une capacité additionnelle ainsi que d'autres améliorations, totalisant 100 millions \$ à ITC.

À l'heure actuelle, la Société ne s'attend pas à ce que la pandémie de COVID-19 ait une incidence sur l'ensemble de son programme d'investissement sur cinq ans. 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 réglementés et des capitaux propres ordinaires provenant du régime de réinvestissement des dividendes de la Société.

Le programme d'investissement sur cinq ans devrait permettre d'accroître la base tarifaire de mi-exercice, pour la faire passer de 30,5 milliards \$ en 2020 à 36,4 milliards \$ d'ici 2023 et à 40,3 milliards \$ d'ici 2025, ce qui correspond à un taux de croissance moyen composé sur trois ans et cinq ans d'environ 6,5 % et 6,0 %, respectivement. Fortis prévoit que cette croissance de la base tarifaire se traduira par une croissance du bénéfice et du dividende.

CROISSANCE PROJÉTÉE DE LA BASE TARIFAIRE



En plus des investissements prévus dans son programme d'investissement sur cinq ans, Fortis continue d'explorer d'autres occasions d'investissement dans les infrastructures énergétiques, notamment 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 l'accélération des investissements dans des infrastructures énergétiques plus propres sur l'ensemble des territoires que nous couvrons.

LE SECTEUR

Les changements se poursuivent dans le secteur de l'énergie en Amérique du Nord. On comprend les répercussions des changements climatiques et la nécessité de réduire les émissions de carbone dans l'avenir. Il est donc nécessaire 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. La tendance à la réduction des émissions de carbone exige la réalisation de nouvelles avancées technologiques et suscite chez les clients des attentes accrues en matière d'énergie propre. La production d'énergie renouvelable est primordiale pour assurer un avenir sans carbone, et le gaz naturel demeure un élément clé du bouquet énergétique. À long terme, l'utilisation de l'hydrogène peut également contribuer à la réduction des émissions de carbone. Ces facteurs, jumelés à l'accessibilité accrue de l'énergie plus propre, créent des occasions d'investissement importantes dans le secteur des services publics.

Les politiques énergétiques aux échelons fédéral, étatique et provincial reflètent également l'attention accrue accordée aux changements climatiques, et en particulier aux initiatives en matière d'énergie propre et de réduction des émissions de carbone. 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 au moyen de l'énergie solaire et de l'énergie éolienne, ainsi que dans les infrastructures de transport 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 diverses sources de production d'énergie renouvelable et de la diminution des coûts liés à la technologie de stockage de l'énergie. L'électrification du secteur des transports offre d'excellentes occasions de réduire les émissions de GES. 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 nouveaux processus automatisés, 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. Les investissements dans les technologies axées sur le renforcement et la résilience des réseaux sont de plus en plus importants en raison des variations climatiques, qui font augmenter la fréquence et l'intensité des tempêtes, des ouragans et des incendies de forêt.

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 investir davantage dans les systèmes de sécurité physique et de cybersécurité.

La pandémie de COVID-19 pose un certain nombre de défis pour le secteur, notamment la nécessité de travailler à distance et d'adapter les milieux de travail pour permettre la distanciation physique. Les progrès technologiques en matière de communications, de vidéoconférences et de partage d'information permettent à Fortis et au secteur de maintenir leur productivité et d'offrir des services sûrs et fiables à leurs clients.

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. Nos entreprises de services publics tirent parti de ce contexte et y voient l'occasion d'investir dans les systèmes d'information et les technologies numériques afin d'améliorer le service à la clientèle.

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 répondre aux attentes changeantes des clients, collaborer avec les organismes de réglementation pour proposer des solutions en matière d'énergie et de services, ainsi que s'établir en tant que chef de file du secteur en matière d'énergie propre. Axée sur l'innovation, la culture de Fortis sous-tend la recherche constante d'un meilleur moyen d'offrir aux clients l'énergie et les services dont ils ont besoin de manière sûre, fiable et abordable. Afin de favoriser davantage l'innovation, Fortis est un partenaire stratégique de la coalition d'entreprises de services publics Energy Impact Partners, un fonds de capital-investissement stratégique qui investit dans des technologies, des produits, des services et des modèles économiques inédits qui transforment le secteur. En mettant à contribution ces forces et ce partenariat, Fortis prévoit demeurer un chef de file de ce secteur en constante évolution.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(en millions \$)	2020	2019	Écart	
			Change	Autres
Produits	8 935	8 783	59	93
Coûts de l'approvisionnement énergétique	2 562	2 520	14	28
Charges d'exploitation	2 437	2 452	19	(34)
Amortissements	1 428	1 350	8	70
Profit sur cession	-	577	-	(577)
Autres produits, montant net	154	138	(2)	18
Charges financières	1 042	1 035	8	(1)
Charge d'impôt sur le résultat	231	289	-	(58)
Bénéfice net	1 389	1 852	8	(471)
Bénéfice net attribuable aux :				
Participations ne donnant pas le contrôle	115	130	1	(16)
Actionnaires privilégiés	65	67	-	(2)
Actionnaires ordinaires	1 209	1 655	7	(453)
Bénéfice net	1 389	1 852	8	(471)

Produits

La hausse des produits découle principalement i) de l'augmentation globale des coûts transférés dans les tarifs facturés aux clients; ii) de la croissance de la base tarifaire; iii) de l'augmentation des ventes au détail d'électricité en raison des conditions météorologiques favorables en Arizona; et iv) de l'ajustement favorable de 40 millions \$ apporté au RCP de base d'ITC relativement à des périodes antérieures en raison de la décision rendue par la FERC en mai 2020. La hausse a été partiellement contrebalancée par : i) un ajustement favorable de 91 millions \$ apporté au RCP de base d'ITC en 2019 relativement à des périodes antérieures en raison de la décision rendue par la FERC en novembre 2019; et ii) la baisse des ventes en gros à court terme d'UNS Energy. Se reporter à la rubrique «Faits saillants en matière de réglementation» à la page 29 pour plus de renseignements sur les décisions rendues par la FERC en novembre 2019 et en mai 2020.

Coûts de l'approvisionnement énergétique

La hausse des coûts de l'approvisionnement énergétique tient principalement à l'augmentation globale du coût des produits de base, facteur partiellement contrebalancé par l'incidence de la baisse des ventes en gros d'UNS Energy.

Charges d'exploitation

La diminution des charges d'exploitation découle principalement i) de la baisse des charges d'exploitation recouvrables d'ITC en raison des mesures d'économies de coûts temporaires prises en raison de la pandémie de COVID-19; et ii) de la diminution des coûts transférés dans les tarifs facturés aux clients de TEP relativement aux unités 3 et 4 de Springerville. Cette diminution a été partiellement contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation de Central Hudson découlant de hausses générales de l'inflation et de tempêtes. Les charges d'UNS Energy et de Central Hudson ont également augmenté en 2020 en raison de la pandémie de COVID-19, notamment la charge liée aux pertes de crédit.

Amortissements

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

Profit sur cession

Le profit comptabilisé en 2019 reflète la cession de l'Expansion de Waneta en avril 2019.

Autres produits, montant net

L'augmentation des autres produits, montant net, s'explique principalement par : i) la hausse du bénéfice lié à la participation dans Belize Electricity, et ii) l'incidence des coûts des régimes de retraite sans lien avec les coûts des services, facteurs partiellement contrebalancés par; iii) un profit de 11 millions \$ comptabilisé en 2019 lié au remboursement de titres d'emprunt d'un montant de 400 millions \$ US au moyen d'une offre publique de rachat.

Charges financières

Les charges financières sont comparables à celles enregistrées en 2019. Une augmentation des charges financières liée à des dépenses d'investissement continues a été contrebalancée principalement par la diminution des charges financières du siège social en raison du remboursement de la dette en 2019 au moyen du produit de la cession de l'Expansion de Waneta et du placement d'actions ordinaires de 1,2 milliard \$.

Charge d'impôt sur le résultat

La diminution de la charge d'impôt sur le résultat est attribuable à l'impôt comptabilisé en 2019 à la cession de l'Expansion de Waneta, facteur partiellement contrebalancé par l'incidence de la hausse des provisions pour moins-value reprises en 2019.

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

(en millions \$)	2020	2019	Écart	
			Change ¹	Autres
Entreprises de services publics réglementés				
ITC	449	471	8	(30)
UNS Energy	302	292	4	6
Central Hudson	91	85	–	6
FortisBC Energy	175	165	–	10
FortisAlberta	133	131	–	2
FortisBC Electric	56	54	–	2
Autres entreprises d'électricité ²	112	106	–	6
	1 318	1 304	12	2
Activités non réglementées				
Infrastructures énergétiques ³	39	18	–	21
Siège social et autres ⁴	(148)	333	(5)	(476)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 209	1 655	7	(453)

¹ 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 à 2,00 \$ BZ pour 1,00 \$ US. Le poste Siège social et autres comprend certaines opérations libellées en dollars américains.

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

³ Comprennent principalement les actifs de production visés par des contrats à long terme au Belize, à Aitken Creek en Colombie-Britannique et, jusqu'à sa cession le 16 avril 2019, à l'Expansion de Waneta

⁴ Comprennent le montant net des charges du siège social et des charges des activités de la société de portefeuille non réglementées de Fortis

ITC

(en millions \$)	2020	2019	Écart	
			Change	Autres
Produits ¹	1 744	1 761	22	(39)
Bénéfice ¹	449	471	8	(30)

¹ 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

La diminution des produits, déduction faite du change, est principalement attribuable : i) à la comptabilisation d'un ajustement favorable de 91 millions \$ du RCP de base en 2019 relativement à des périodes antérieures en raison de la décision rendue par la FERC en novembre 2019; et ii) à une baisse des charges d'exploitation recouvrables découlant des mesures d'économies de coûts prises en raison de la pandémie de COVID-19. Cette diminution a été partiellement contrebalancée par : i) la comptabilisation d'un ajustement favorable de 40 millions \$ du RCP de base en 2020 relativement à des périodes antérieures en raison de la décision rendue par la FERC en mai 2020; ii) la croissance de la base tarifaire; et iii) une augmentation du RCP de base par rapport à 2019.

Bénéfice

La diminution du bénéfice, déduction faite du change, s'explique par des éléments non récurrents importants liés à la reprise de passifs constitués au cours des périodes précédentes en raison des décisions rendues par la FERC en novembre 2019 et en mai 2020 relativement au RCP de base. L'incidence de ces éléments non récurrents d'un exercice à l'autre s'est chiffrée à 56 millions \$, ce qui reflète le montant net i) d'un ajustement favorable de 83 millions \$ en 2019; et ii) d'un ajustement favorable de 27 millions \$ en 2020. Compte non tenu de cette incidence, le bénéfice d'ITC a augmenté de 26 millions \$ en 2020, ce qui reflète la croissance de la base tarifaire, l'augmentation du RCP de base par rapport à 2019 ainsi que la diminution des frais de développement des affaires.

Se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » à la page 29 pour plus de renseignements sur les décisions rendues par la FERC en novembre 2019 et en mai 2020.

UNS Energy

	2020	2019	Écart	
			Change	Autres
Ventes au détail d'électricité (en GWh)	10 920	10 431	–	489
Ventes en gros d'électricité (en GWh) ¹	5 843	7 923	–	(2 080)
Ventes de gaz (en PJ)	15	16	–	(1)
Produits (en millions \$)	2 260	2 212	24	24
Bénéfice (en millions \$)	302	292	4	6

¹ Se composent principalement de ventes en gros à court terme

Ventes

L'augmentation des ventes au détail d'électricité tient principalement à la hausse des besoins en climatisation en raison des températures plus chaudes en 2020, par rapport à des températures froides pour la saison en 2019. La pandémie de COVID-19 n'a pas eu d'incidence significative sur les ventes, car la baisse de la consommation des clients commerciaux et industriels, en raison de la fermeture temporaire des entreprises non essentielles, a été compensée par une hausse de la consommation des clients résidentiels découlant du télétravail.

La diminution des ventes en gros d'électricité tient principalement à l'expiration d'une transaction de vente de capacité à court terme, conclue en vue de contrebalancer les coûts relatifs à un CAE à prise ferme lié à l'unité 2 de Gila River en 2019. La transaction de vente de capacité s'est conclue en décembre 2019 avec l'achat de 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.

Les ventes de gaz ont été comparables à celles enregistrées en 2019.

Produits

L'augmentation des produits, déduction faite du change, s'explique surtout par la hausse des produits découlant du recouvrement de coûts liés au combustible et non liés au combustible au moyen de l'exploitation normale de mécanismes réglementaires et par l'augmentation des ventes au détail, principalement en raison des conditions météorologiques. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par la baisse des ventes en gros à court terme et la diminution des coûts transférés dans les tarifs facturés aux clients relativement aux unités 3 et 4 de Springerville.

Bénéfice

L'augmentation du bénéfice, déduction faite du change, tient principalement à l'augmentation des ventes au détail d'électricité, partiellement contrebalancée par l'augmentation des coûts liés à la croissance de la base tarifaire qui n'est pas reflétée dans les tarifs facturés aux clients en 2020. À compter du 1^{er} janvier 2021, de nouveaux tarifs facturés aux clients seront en vigueur, après la conclusion de la demande tarifaire générale de TEP (se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » à la page 29). L'augmentation du montant net des charges d'exploitation découlant de la pandémie de COVID-19, y compris une augmentation de la charge liée aux pertes de crédit, a également nui au bénéfice.

Central Hudson

	2020	2019	Écart	
			Change	Autres
Ventes d'électricité (en GWh)	4 969	4 963	–	6
Ventes de gaz (en PJ)	23	22	–	1
Produits (en millions \$)	953	917	9	27
Bénéfice (en millions \$)	91	85	–	6

Ventes

Les ventes d'électricité ont été comparables à celles de 2019. La hausse de la consommation moyenne des clients résidentiels a été en grande partie contrebalancée par la baisse de la consommation moyenne des clients commerciaux, ces deux facteurs étant attribuables à la pandémie de COVID-19.

Les ventes de gaz ont été comparables à celles de 2019.

Les variations des ventes d'électricité et 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

L'augmentation des produits, déduction faite du change, tient principalement à des augmentations des tarifs de livraison d'électricité et de gaz entrées en vigueur le 1^{er} juillet 2019 et le 1^{er} juillet 2020, lesquelles reflètent le rendement lié aux actifs de la base tarifaire accru et le recouvrement de la hausse des charges d'exploitation et financières (se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » à la page 29 pour des renseignements au sujet de l'augmentation des tarifs entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2020). L'augmentation a été en partie contrebalancée par le transfert de coûts d'approvisionnement énergétique moins élevés.

Bénéfice

L'augmentation du bénéfice s'explique principalement par la croissance de la base tarifaire, facteur partiellement contrebalancé par l'augmentation du montant net des charges d'exploitation en raison de la pandémie de COVID-19, y compris une hausse de la charge pour pertes de crédit.

FortisBC Energy

	2020	2019	Écart
Ventes de gaz (en PJ)	219	227	(8)
Produits (en millions \$)	1 385	1 331	54
Bénéfice (en millions \$)	175	165	10

Ventes

La diminution des ventes de gaz s'explique principalement par la baisse de la consommation des clients du secteur du transport, partiellement contrebalancée par une hausse de la consommation des clients résidentiels découlant notamment du télétravail en raison de la pandémie de COVID-19.

Produits

L'augmentation des produits est principalement attribuable à une hausse du coût du gaz naturel qui devrait être recouvré auprès des clients et à la croissance de la base tarifaire.

Bénéfice

L'augmentation du bénéfice est essentiellement 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

	2020	2019	Écart
Livraisons d'électricité (en GWh)	16 092	16 887	(795)
Produits (en millions \$)	596	598	(2)
Bénéfice (en millions \$)	133	131	2

Livraisons

La diminution des livraisons d'électricité s'explique par la baisse de la consommation moyenne des clients commerciaux du secteur du pétrole et du gaz, en grande partie attribuable à la pandémie de COVID-19 et au ralentissement dans le secteur du pétrole et du gaz. La diminution a été partiellement contrebalancée par les ajouts de clients et la hausse de la consommation moyenne des clients résidentiels reflétant le télétravail en raison de la pandémie de COVID-19.

Puisque plus de 85 % 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

La diminution des produits est principalement attribuable aux éléments suivants : i) l'incidence de la décision de novembre 2020 de l'AUC à l'égard de la demande tarifaire de 2018 pour les exploitants de réseaux indépendants reflétant la diminution de la dotation à l'amortissement transférée aux clients sans incidence significative sur le bénéfice (se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » à la page 29); et ii) la comptabilisation, en 2019, des produits relatifs au mécanisme de report de l'efficacité de la TAR. La diminution a été partiellement contrebalancée par la croissance de la base tarifaire et les ajouts de clients.

Bénéfice

L'augmentation du bénéfice est principalement attribuable à la croissance de la base tarifaire, aux ajouts de clients et à la baisse de la charge d'impôt différé en raison de l'utilisation des reports en avant de pertes fiscales en 2019. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation et l'incidence du mécanisme de report de l'efficacité de la TAR.

FortisBC Electric

	2020	2019	Écart
Ventes d'électricité (en GWh)	3 291	3 326	(35)
Produits (en millions \$)	424	418	6
Bénéfice (en millions \$)	56	54	2

Ventes

La baisse des ventes d'électricité tient à la diminution de la consommation moyenne des clients commerciaux et industriels, partiellement contrebalancée par la hausse de la consommation moyenne de clients résidentiels, toutes deux attribuables à l'incidence de la pandémie de COVID-19.

Produits

L'augmentation des produits tient principalement à la hausse des contrats de travail exécutés par des tiers et à la croissance de la base tarifaire, facteurs partiellement contrebalancés par l'absence de produits associés à la prestation de services d'exploitation, de maintenance et de gestion relativement à l'Expansion de Waneta, qui a été vendue en avril 2019.

Bénéfice

L'augmentation du bénéfice tient principalement à la croissance de la base tarifaire, en partie contrebalancée par la vente de l'Expansion de Waneta susmentionnée.

Du fait des mécanismes de report réglementaires, les variations des niveaux de consommation n'ont pas une incidence significative sur le bénéfice.

Autres entreprises d'électricité

	2020	2019	Écart	
			Change	Autres
Ventes d'électricité (en GWh)	9 175	9 366	-	(191)
Produits (en millions \$)	1 485	1 467	4	14
Bénéfice (en millions \$)	112	106	-	6

Ventes

La diminution des ventes d'électricité tient principalement à la baisse globale de la consommation moyenne en raison de la pandémie de COVID-19, ce qui reflète surtout la fermeture temporaire des entreprises non essentielles et les répercussions de la fermeture des frontières sur les ventes liées aux activités touristiques dans les Caraïbes.

Produits

L'augmentation des produits, déduction faite du change, est principalement attribuable à la hausse des coûts d'approvisionnement énergétique globaux transférés aux clients et à la croissance de la base tarifaire, facteurs contrebalancés en partie par la baisse des ventes.

Bénéfice

La hausse du bénéfice est attribuable à l'augmentation du bénéfice lié à la participation dans Belize Electricity et à la croissance de la base tarifaire, partiellement contrebalancées par l'incidence de la pandémie de COVID-19, ce qui reflète en grande partie la baisse des ventes dans les Caraïbes.

Infrastructures énergétiques

	2020	2019	Écart
Ventes d'électricité (en GWh)	229	144	85
Produits (en millions \$)	88	82	6
Bénéfice (en millions \$)	39	18	21

Ventes

L'augmentation des ventes d'électricité reflète l'augmentation de la production d'hydroélectricité au Belize en raison des précipitations plus abondantes, facteur partiellement contrebalancé par la cession de l'Expansion de Waneta en 2019, qui avait enregistré des ventes de 80 GWh au cours de cet exercice.

Produits et bénéfice

L'augmentation des produits et du bénéfice reflète i) la hausse de la production d'hydroélectricité au Belize; et ii) l'incidence favorable de la comptabilisation à la valeur de marché de contrats dérivés liés au gaz naturel d'Aitken Creek, ce qui a donné lieu à des pertes latentes de 15 millions \$ en 2019, comparativement à des profits latents de moins de 1 million \$ en 2020. L'augmentation des produits et du bénéfice a été partiellement contrebalancée par la cession de l'Expansion de Waneta en 2019.

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.

Siège social et autres

(en millions \$)	2020	2019	Écart	
			Change	Autres
(Charges) produits, montant net	(148)	333	(5)	(476)

L'augmentation du montant net des charges tient aux éléments non récurrents suivants : i) un profit net après impôt de 484 millions \$ à la cession de l'Expansion de Waneta en avril 2019; et ii) un profit de 7 millions \$ lié au remboursement d'une dette comptabilisé en 2019. Compte non tenu de ces éléments non récurrents, les charges du siège social, déduction faite du change, ont diminué de 10 millions \$. La diminution tient à la baisse des charges financières attribuable au remboursement de la dette au moyen du produit de la cession de l'Expansion de Waneta et du placement d'actions ordinaires d'une valeur de 1,2 milliard \$, ainsi qu'à la baisse des charges d'exploitation, facteurs partiellement contrebalancés par une augmentation de la charge d'impôt en raison des provisions pour moins-value reprises en 2019.

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 la suppression 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

(en millions \$, sauf indication contraire)	2020	2019	Écart
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 209	1 655	(446)
Éléments d'ajustement :			
Décisions de la FERC sur le RCP de base ¹	(27)	(83)	56
Réforme fiscale américaine ²	13	12	1
Perte latente résultant de l'évaluation à la valeur de marché des dérivés ³	-	15	(15)
Profit sur cession ⁴	-	(484)	484
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté	1 195	1 115	80
BPA de base ajusté (en \$)	2,57	2,55	0,02

¹ Représente l'incidence sur les périodes antérieures des décisions de la FERC portant sur le RCP de base et rendues en mai 2020 et en novembre 2019, respectivement (se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » ci-après), incluse dans le secteur ITC

² Représente la finalisation des règlements de la réforme fiscale américaine à l'égard de la lutte contre les dispositifs hybrides en 2020 et de l'impôt anti-abus contre l'érosion de la base d'imposition en 2019, dont une explication est incluse au secteur Siège social et autres

³ Représente les différences temporaires relatives à la comptabilisation des dérivés sur gaz naturel d'Aitken Creek, incluses dans le secteur Infrastructures énergétiques

⁴ Profit à la vente de l'Expansion de Waneta, déduction faite des charges, en avril 2019, inclus dans le secteur Siège social et autres

FAITS SAILLANTS EN MATIÈRE DE 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 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. Les mécanismes de TAR appliquent généralement une formule 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 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 2020. Se reporter également à la rubrique « Risques d'affaires – Réglementation » à la page 40.

Répercussions de la pandémie de COVID-19

La pandémie de COVID-19 a donné lieu à l'offre de plusieurs mesures d'allègement aux clients ainsi qu'au retard et au report de plusieurs instances réglementaires en 2020, comme il est mentionné ci-après. Les instances réglementaires importantes visant la Société, y compris l'instance concernant la demande tarifaire générale de TEP ainsi que l'instance liée au coût du capital générique de FortisAlberta pour 2021 et celle liée à la politique de l'AESO sur les apports des clients, avaient pris fin à la fin de 2020.

Mesures d'allègement offertes aux clients

UNS Energy

Conformément aux mesures d'allègement offertes aux clients par l'entreprise de services publics et approuvées par l'ACC, TEP a remboursé aux clients un montant d'environ 11 millions \$ au titre des fonds liés à la gestion axée sur la demande perçus en excédent des coûts liés au programme.

En décembre 2020, l'ACC a mis en œuvre un programme de crédits de facturation et de reports de paiement à l'intention des clients des services d'électricité résidentiels qui accusent un retard dans le paiement de leurs factures d'électricité en raison de la pandémie de COVID-19; ce programme prévoit l'inscription automatique à un plan de paiement échelonné sur huit mois offert aux clients admissibles. TEP a volontairement mis en place des modalités de paiement pour ses clients commerciaux.

Central Hudson

En mars 2020, en accord avec la PSC, Central Hudson a reporté jusqu'au 1^{er} juillet 2021 le recouvrement, à même les tarifs facturés aux clients, de coûts différés d'environ 4 millions \$ principalement liés à des obligations environnementales.

FortisBC Energy et FortisBC Electric

En avril 2020, conformément aux mesures d'allègement offertes aux clients par les entreprises de services publics et approuvées par la BCUC, FortisBC Energy et FortisBC Electric ont offert des reports de factures de trois mois à certaines catégories de clients, et le remboursement de ces factures a débuté au cours du troisième trimestre de 2020. La BCUC a également autorisé le report de produits autrement irrécouvrables auprès des clients. Le recouvrement de ces produits sera déterminé dans le cadre d'une demande tarifaire future une fois que l'incidence financière de la pandémie sera connue.

Instances réglementaires retardées et reportées

UNS Energy

Demande tarifaire générale : TEP a présenté une demande tarifaire en avril 2019, établie sur la base de 2018. En décembre 2020, l'ACC a publié une ordonnance tarifaire prévoyant de nouveaux tarifs qui seront facturés aux clients à compter du 1^{er} janvier 2021. Cette ordonnance prévoit notamment : i) une augmentation des produits non liés au combustible de 77 millions \$ (58 millions \$ US); ii) un RCP autorisé de 9,15 %, avec un rendement de 0,20 % sur l'écart d'évaluation et une structure du capital composée à 53 % de capitaux propres; iii) une base tarifaire d'environ 3,5 milliards \$ (2,7 milliards \$ US) qui inclut les investissements postérieurs à l'année témoin dans l'unité 2 de Gila River et dans dix génératrices à moteurs alternatifs à combustion interne.

Central Hudson

Tarifs pour 2020 : En juin 2020, la PSC a approuvé la demande de Central Hudson visant le report, du 1^{er} juillet 2020 au 1^{er} octobre 2020, de l'augmentation prévue des tarifs de livraison de l'électricité et du gaz, reflétant une hausse de la composante capitaux propres de sa structure du capital, qui est passée de 49 % à 50 %. Les produits différés liés au report seront perçus durant la période de neuf mois se terminant le 30 juin 2021.

Instance relative à la COVID-19 : En juin 2020, la PSC a amorcé une instance générale afin de déterminer et de gérer l'incidence de la pandémie de COVID-19. L'issue de cette instance ainsi que son éventuelle incidence ne sont pas connues à l'heure actuelle.

FortisAlberta

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 étaient nécessaires pour établir la structure du capital pour les années durant lesquelles la formule du RCP est en place. En octobre 2020, compte tenu du temps écoulé depuis le début de l'instance et de l'incertitude économique qui se poursuit, l'AUC a conclu l'instance et fixé à 8,50 % le RCP pour 2021, selon une structure du capital composée à 37 % de capitaux propres, soit la même proportion qu'en 2020. En décembre 2020, l'AUC a amorcé une nouvelle instance liée au coût du capital générique afin d'établir les paramètres du coût du capital pour 2022 et, possiblement, pour au moins une autre année subséquente. Cette instance devrait se poursuivre au cours de 2021.

Autres entreprises d'électricité

Caribbean Utilities : En août 2020, le Utility Regulation and Competition Office a approuvé le report au 1^{er} janvier 2021 de son ajustement des tarifs annuel prévu pour le 1^{er} juin 2020, afin d'atténuer l'incidence économique de la pandémie de COVID-19 sur les clients. Les produits différés liés au report seront recouverts au cours de la période de deux ans à compter de janvier 2021.

FortisTCL : En février 2020, le gouvernement des îles Turks et Caicos a approuvé une augmentation moyenne de 6,8 % des tarifs d'électricité de FortisTCL, à compter du 1^{er} avril 2020, y compris le recouvrement des coûts liés aux ouragans engagés en 2017. En mars 2020, afin d'alléger l'incidence économique de la pandémie de COVID-19 sur les clients, la date de prise d'effet a été reportée, et les nouveaux tarifs ont pris effet le 22 juillet 2020.

FortisTCL a présenté une demande d'approbation réglementaire aux fins du report de ses charges d'exploitation supplémentaires liées à la pandémie de COVID-19. Elle a obtenu cette approbation en décembre 2020, ce qui lui permet de reporter des coûts d'environ 1,5 million \$, lesquels seront amortis sur la durée d'utilité résiduelle de 15 ans des licences de FortisTCL.

Faits nouveaux importants en matière de réglementation

ITC

Plaintes relatives au RCP : En mai 2020, la FERC a émis une ordonnance dans le cadre d'une nouvelle audience portant sur sa décision de novembre 2019 au sujet des plaintes relatives au RCP déposées par les propriétaires de lignes de transport membres de MISO, et a établi le RCP de base pour la période allant de novembre 2013 à février 2015 puis à partir de septembre 2016 à 10,02 %, jusqu'à un maximum de 12,62 % compte tenu des suppléments incitatifs. Cela représente une augmentation par rapport au RCP de base de 9,88 %, jusqu'à un maximum de 12,24 % compte tenu des suppléments incitatifs, établis dans la décision de novembre 2019 de la FERC. Si l'on tient compte des suppléments incitatifs, la décision de mai 2020 de la FERC prévoit un RCP total pour les filiales d'ITC qui exercent leurs activités dans la région de MISO de 10,77 %, en hausse comparativement à 10,63 % selon la décision de novembre 2019.

Aux 31 décembre 2020 et 2019, un passif réglementaire net de 6 millions \$ et de 91 millions \$, respectivement, avait été comptabilisé afin de refléter : i) les modalités des décisions de mai 2020 et de novembre 2019; et ii) le montant de 42 millions \$ remboursé aux clients en 2020. La décision de mai 2020 de la FERC a donné lieu à une hausse de 29 millions \$ du bénéfice net de Fortis en 2020, y compris une reprise de passifs constitués au cours des périodes précédentes de 27 millions \$ (2019 – la décision de novembre 2019 de la FERC a donné lieu à une hausse de 63 millions \$ du bénéfice net de Fortis, y compris une reprise de passifs constitués au cours des périodes précédentes de 83 millions \$).

Révision de la politique d'incitation liée au transport d'électricité : En mars 2020, la FERC a publié un avis d'ébauche de règle proposant de mettre à jour sa politique d'incitation liée au transport d'électricité pour les propriétaires de réseaux de transport, y compris ITC, afin d'accorder des incitations aux projets en fonction des avantages pour les clients en matière de fiabilité et d'économie de coûts grâce à la réduction de la congestion. La FERC a proposé des incitations liées au RCP pouvant aller jusqu'à 250 points de base, qui ne seraient pas limitées par la borne supérieure de la fourchette des taux raisonnables du RCP de base. L'ébauche de règle proposait aussi, entre autres, la suppression du supplément lié au RCP pour les propriétaires de lignes de transport indépendantes, et l'augmentation du supplément lié au RCP pour la participation des propriétaires de lignes de transport régionales. Les commentaires des parties prenantes, y compris ITC, ont été transmis à la FERC jusqu'en juillet 2020. L'issue de ces instances pourrait avoir une incidence sur les suppléments incitatifs futurs inclus dans les tarifs de transport facturés par les propriétaires de lignes de transport, dont ITC.

Central Hudson

Demande tarifaire générale : En août 2020, Central Hudson a déposé une demande tarifaire auprès de la PSC prévoyant une augmentation de 44 millions \$ et de 19 millions \$, respectivement, des produits tirés de la livraison d'électricité et de gaz naturel, avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2021. Une ordonnance de la PSC est attendue en 2021.

FortisBC Energy and FortisBC Electric

Demandes d'approbation du plan pluriannuel d'établissement des tarifs : En juin 2020, la BCUC a rendu une décision à l'égard des demandes d'approbation du plan pluriannuel d'établissement des tarifs de FortisBC Energy et de FortisBC Electric pour la période allant de 2020 à 2024. La décision établit le cadre d'établissement des tarifs pour une période de cinq ans, y compris : i) le niveau de charges d'exploitation et d'entretien et de capital-développement à inclure dans les tarifs facturés aux clients, indexé pour tenir compte de l'inflation, déduction faite d'un facteur d'ajustement fixe appliqué selon la productivité; ii) une démarche fondée sur les prévisions en ce qui a trait aux investissements de maintien; iii) un fonds d'innovation qui reconnaît le besoin d'accélérer l'investissement dans l'innovation en matière d'énergie propre; iv) un partage à parts égales entre les clients et les entreprises de services publics des écarts par rapport au RCP autorisé. Au quatrième trimestre de 2020, la BCUC a approuvé : i) la hausse des tarifs de livraison avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2020; ii) l'augmentation des tarifs de livraison pour 2021, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2021, pour refléter les modalités de cette décision.

Instance liée au coût du capital générique : En janvier 2021, la BCUC a émis un avis selon lequel elle compte amorcer une instance liée au coût du capital générique au deuxième trimestre de 2021; cette instance comprendra un examen de la composante capitaux propres de la structure du capital ainsi que du RCP autorisé avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2022.

FortisAlberta

Demande tarifaire de 2018 auprès du gestionnaire de réseau indépendant : 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 interdisait à FortisAlberta de faire des investissements futurs aux termes de la politique et exigeait 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 novembre 2020, l'AUC a publié une décision qui : i) annule les modifications proposées visant la politique de l'AESO sur les apports des clients et fait en sorte que FortisAlberta conserve ses apports de clients non amortis; ii) prescrit la modification du taux d'amortissement des apports à l'AESO afin de refléter les paramètres des installations de transport sous-jacentes. FortisAlberta a ajusté la durée d'utilité estimée et le taux d'amortissement connexe des apports à l'AESO non amortis, ce qui a donné lieu à une réduction de la dotation à l'amortissement et à une diminution connexe des produits en 2020.

L'AUC a amorcé une nouvelle instance en novembre 2020, afin de déterminer si la politique de l'AESO sur les apports des clients devrait être modifiée sur une base prospective. Une décision est attendue au deuxième trimestre de 2021.

SITUATION FINANCIÈRE

Principaux mouvements survenus entre les 31 décembre 2020 et 2019

Compte du bilan	Augmentation (diminution)		Explication
	Change (en millions \$)	Autres (en millions \$)	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(3)	(118)	Lié au calendrier des émissions de titres de créance et d'actions ainsi qu'au réinvestissement de capital et aux besoins en fonds de roulement connexes.
Actifs réglementaires – courants et à long terme	(25)	230	Principalement attribuable à l'impôt différé et à l'utilisation de reports de coûts de gestion d'énergie et d'avantages du personnel futurs, facteurs partiellement contrebalancés par la diminution des reports de pertes sur dérivés d'UNS Energy.
Immobilisations corporelles, montant net	(425)	2 435	Découle des dépenses d'investissement, en partie contrebalancées par l'amortissement.
Goodwill	(212)	–	
Emprunts à court terme	(10)	(370)	Découle du remboursement des emprunts à court terme d'UNS Energy et de papier commercial d'ITC.
Autres passifs	(16)	169	Découle des avantages du personnel futurs, des dépôts remboursables reçus par ITC relativement à des mises à niveau du réseau de transport et d'un paiement initial reçu par FortisAlberta en vertu d'une entente à long terme avec un détaillant d'énergie.
Passifs réglementaires – courants et à long terme	(48)	(207)	Découle du passif lié aux plaintes relatives au RCP d'ITC, de l'impôt différé et de l'utilisation normale des comptes de stabilisation tarifaire et des comptes connexes.
Passifs d'impôt différé	(34)	409	Attribuable aux différences temporaires liées aux dépenses d'investissement en cours.
Dettes à long terme (y compris la tranche courante)	(296)	2 472	Découle de l'émission de titres d'emprunt, partiellement contrebalancée par des remboursements sur la dette des entreprises de services publics réglementés, principalement ITC et UNS Energy.
Capitaux propres	(279)	445	Découle principalement : i) du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour 2020, moins les dividendes déclarés sur actions ordinaires; et ii) de l'émission d'actions ordinaires.

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 et à court terme, l'insuffisance du fonds de roulement pourrait être plus élevée qu'à la normale, puisque les effets persistants de la pandémie de COVID-19 nuiront à la capacité des clients de régler leur facture d'énergie. Se reporter à la rubrique « Risques d'affaires » à la page 39.

Les besoins en liquidités de Fortis pour soutenir la croissance des filiales sont généralement pourvus grâce à des emprunts sur la facilité de crédit engagée de la Société, du produit du RRD et des émissions d'actions ordinaires, d'actions privilégiées et de titres d'emprunt à long terme. Les filiales versent des dividendes à Fortis et reçoivent des injections de capitaux propres de Fortis, au besoin. Fortis et ses filiales empruntent d'abord au moyen de leurs facilités de crédit engagées 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 et du refinancement des dettes arrivant à échéance.

Bien que Fortis et ses entreprises de services publics continuent de profiter d'un accès aux marchés financiers, la capacité d'accéder à des fonds sur ces marchés pourrait subir l'incidence de la pandémie de COVID-19.

Les facilités de crédit sont principalement conclues auprès de grandes banques canadiennes et américaines, aucune banque ne détenant plus d'environ 25 % du total de ces facilités. Une tranche d'environ 5,3 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités engagées qui viennent à échéance entre 2021 et 2025. Les facilités de crédit disponibles sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Facilités de crédit

Aux 31 décembre (en millions \$)	Entreprises de services publics réglementés	Siège social et autres	2020	2019
Total des facilités de crédit ¹	3 700	1 881	5 581	5 590
Facilités de crédit utilisées :				
Emprunts à court terme	(132)	–	(132)	(512)
Dette à long terme (y compris la tranche courante)	(714)	(266)	(980)	(640)
Lettres de crédit en cours	(77)	(53)	(130)	(114)
Facilités de crédit inutilisées	2 777	1 562	4 339	4 324

¹ Des renseignements additionnels sur ces facilités de crédit sont présentés à la note 14 des états financiers annuels de 2020.

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.

Au 31 décembre 2020, on s'attend à ce que les échéances et les remboursements de la dette à terme fixe consolidée se chiffrent en moyenne à 891 millions \$ par année au cours de chacun des cinq prochains exercices, et une proportion d'environ 81 % de la dette à long terme consolidée de la Société, excluant les emprunts effectués sur les facilités de crédit, était assortie d'échéances de plus de cinq ans.

En décembre 2020, 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 2,0 milliards \$. Au 31 décembre 2020, un montant de 2,0 milliards \$ demeurait disponible en vertu du prospectus préalable de base simplifié.

Fortis est en bonne position grâce à sa solide situation de trésorerie, attribuable en partie à son placement d'actions ordinaires de 1,2 milliard \$ et à la vente de l'Expansion de Waneta en 2019. Se reporter à la rubrique « Sommaire des flux de trésorerie – Activités de financement » à la page 33.

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 actuellement conserver un accès raisonnable à des capitaux à long terme en 2021.

Au 31 décembre 2020, Fortis et ses filiales respectaient les clauses restrictives de leur dette et devraient continuer de le faire en 2021.

Sommaire des flux de trésorerie

Sommaire des flux de trésorerie

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2020	2019	Écart
Trésorerie au début de l'exercice	370	332	38
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) :			
Activités d'exploitation	2 701	2 663	38
Activités d'investissement	(4 132)	(2 768)	(1 364)
Activités de financement	1 327	154	1 173
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(17)	(26)	9
Trésorerie et variation de la trésorerie associée aux actifs détenus en vue de la vente	-	15	(15)
Trésorerie à la fin de l'exercice	249	370	(121)

Activités d'exploitation

Se reporter à la rubrique « Aperçu du rendement – Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation » à la page 21.

Activités d'investissement

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement reflètent une hausse des dépenses d'investissement en 2020. Se reporter à la rubrique « Aperçu du rendement – Dépenses d'investissement » à la page 21, et à la rubrique « Programme d'investissement » à la page 36. Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement en 2019 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 en grande partie en raison des variations des dépenses d'investissement des filiales et du montant des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pouvant être affecté au financement de ces dépenses d'investissement, deux facteurs qui ont une incidence sur le montant du financement devant être obtenu des émissions de titre d'emprunt et d'actions ordinaires. Se reporter à la rubrique « Besoins en flux de trésorerie » à la page 32.

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 servi au rachat d'une tranche de 500 millions \$ US de ses billets de premier rang non garantis à 2,10 % en circulation arrivant à échéance le 4 octobre 2021, au remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit et aux fins générales de la Société. Également en 2019, le produit net de 995 millions \$ de la cession de l'Expansion de Waneta, en avril 2019, a servi au remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit et le 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 % en circulation arrivant à échéance en 2026.

Financement par emprunt

Émissions de titres d'emprunt à long terme

Exercice clos le 31 décembre 2020

(en millions \$, sauf les %)

	Mois de l'émission	Taux d'intérêt (%)	Échéance	Montant	Affectation du produit
ITC					
Convention d'emprunt à terme non garanti	Janvier	¹	2021	75 US	^{2,3}
Convention d'emprunt à terme non garanti ⁴	Janvier	⁵	2021	200 US	⁴
Billets de premier rang non garantis	Mai	2,95	2030	700 US	^{2,3,6}
Obligations hypothécaires de premier rang	Juillet	3,13	2051	180 US	^{2,3,7}
Billets de premier rang garantis	Octobre	3,02	2055	150 US	^{2,3,7,8}
UNS Energy					
Billets de premier rang non garantis	Avril	4,00	2050	350 US	^{2,3}
Billets de premier rang non garantis	Août	1,50	2030	300 US	⁷
Billets de premier rang non garantis	Septembre	2,17	2032	50 US	^{2,3}
Central Hudson					
Billets de premier rang non garantis	Mai	3,42	2050	30 US	³
Billets de premier rang non garantis	Juillet	3,62	2060	30 US	^{3,7}
Billets de premier rang non garantis	Septembre	2,03	2030	40 US	⁸
Billets de premier rang non garantis	Novembre	2,03	2030	30 US	^{3,7}
FortisBC Energy					
Débetures non garanties	Juillet	2,54	2050	200	⁷
FortisAlberta					
Débetures de premier rang non garanties	Décembre	2,63	2051	175	²
FortisBC Electric					
Débetures non garanties	Mai	3,12	2050	75	²
Newfoundland Power					
Obligations hypothécaires de premier rang à fonds d'amortissement	Avril	3,61	2060	100	^{2,3}
FortisTCl					
Billets de premier rang non garantis	Juin/octobre	5,30	2035	30 US	^{7,8}
Billets de premier rang non garantis	Octobre/décembre	3,25	2030	10 US	³

¹ Taux variable correspondant au LIBOR à un mois, majoré de 0,45 %

² Remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit

³ Fins générales de la Société

⁴ Le montant maximal pouvant être emprunté en vertu de cette convention, soit 400 millions \$ US, a été prélevé; pour la période considérée, les emprunts ont servi à rembourser l'encours du papier commercial.

⁵ Taux variable correspondant au LIBOR à deux mois, majoré de 0,60 %

⁶ Remboursement anticipé d'un emprunt à terme non garanti de 400 millions \$ US

⁷ Financement de dépenses d'investissement

⁸ Remboursement de la dette à long terme arrivant à échéance

Financement par capitaux propres ordinaires

Émission d'actions ordinaires et dividendes versés

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$, sauf indication contraire)

	2020	2019	Écart
Actions ordinaires émises :			
Émissions avec effet sur la trésorerie ¹	58	1 442	(1 384)
Émissions sans effet sur la trésorerie ²	116	314	(198)
Total des actions ordinaires émises	174	1 756	(1 582)
Nombre d'actions ordinaires émises (en millions)	3,5	34,8	(31,3)
Dividendes versés sur les actions ordinaires :			
Dividendes en trésorerie	(786)	(494)	(292)
Dividendes sans effet sur la trésorerie ³	(114)	(299)	185
Total des dividendes versés sur les actions ordinaires	(900)	(793)	(107)
Dividendes versés par action ordinaire (en \$)	1,9375	1,8275	0,1100

¹ Incluent les actions ordinaires émises en vertu du régime d'options sur actions et du régime d'achat d'actions des employés. Pour 2019, représentent principalement l'émission d'actions en décembre 2019 et l'émission en vertu du programme d'actions ordinaires au cours du marché.

² Actions ordinaires émises en vertu du RRD et du régime d'options sur actions. L'escompte de 2 % sur les actions ordinaires émises en vertu du RRD n'était plus offert depuis le 1^{er} mars 2020, mais a été rétabli le 1^{er} décembre 2020. Se reporter à la rubrique « Besoins en flux de trésorerie » à la page 32 pour plus d'information.

³ Dividendes sur actions ordinaires réinvestis en vertu du RRD

Le 11 février 2021, Fortis a déclaré un dividende de 0,505 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} juin 2021. 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 2020

(en millions \$)

	Total	Échéant					
		1 ^{re} année	2 ^e année	3 ^e année	4 ^e année	5 ^e année	Par la suite
Dette à long terme :							
Capital ¹	24 514	1 254	823	1 786	1 088	484	19 079
Intérêts	16 113	980	949	919	859	824	11 582
Contrats de location-financement ²	1 225	33	34	34	34	34	1 056
Autres obligations	557	184	112	97	37	37	90
Autres engagements ³ :							
Entente sur la capacité de l'Expansion de Waneta	2 576	52	53	54	55	56	2 306
Obligations d'achat de gaz et de combustible	2 355	679	453	312	192	124	595
Obligations d'achat d'électricité	1 867	249	208	188	191	180	851
CAE renouvelables	1 380	102	102	101	101	101	873
Convention de servitudes avec ITC	381	13	13	13	13	13	316
Convention de recouvrement de créances	112	3	3	3	3	3	97
Contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable	97	15	14	16	9	7	36
Autres	116	48	5	4	4	3	52
	51 293	3 612	2 769	3 527	2 586	1 866	36 933

¹⁾ Montants non réduits des frais de financement différés non amortis et des escomptes non amortis de 147 millions \$. Des renseignements additionnels sont fournis à la note 14 des états financiers annuels de 2020.

²⁾ Des renseignements additionnels sont fournis à la note 15 des états financiers annuels de 2020.

³⁾ Des renseignements additionnels sont fournis à la note 28 des états financiers annuels de 2020.

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 3,8 milliards \$ pour 2021 et environ 19,6 milliards \$ sur la durée du programme d'investissement sur cinq ans allant de 2021 à 2025. Se reporter à la rubrique « Programme d'investissement » à la page 36.

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 des conventions d'emprunt 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 \$.

UNS Energy a obtenu des garanties de bonne fin dans le cadre d'ententes de production conjointe visant San Juan, Four Corners et Luna qui arriveront à expiration entre 2022 et 2046, et des garanties de bonne fin liées aux activités de démantèlement à Navajo. En cas de défaut de paiement, les participants ont garanti que chaque participant qui n'est pas en défaut assumera sa quote-part des charges autrement payables par le participant en défaut. En échange, les participants qui ne sont pas en défaut ont le droit de recevoir leur quote-part de la capacité de production du participant en défaut. Dans le cas de Navajo, les participants chercheraient à être dédommagés financièrement par la partie en défaut. Aucun montant maximal n'a été établi relativement à ces garanties, sauf en ce qui concerne Four Corners, pour laquelle un montant maximal de 318 millions \$ est prévu. Au 31 décembre 2020, aucune obligation n'était prévue relativement à ces garanties.

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. L'engagement maximal de Central Hudson est de 94 millions \$, et Central Hudson a fourni une garantie de société mère au titre de cet engagement. Au 31 décembre 2020, aucune obligation n'était prévue relativement à cette garantie.

Au 31 décembre 2020, FortisBC Holdings Inc., une société de portefeuille non réglementée, avait des garanties de société mère en cours de 69 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 130 millions \$ au 31 décembre 2020 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 (%)

Aux 31 décembre	2020	2019
Dettes ¹	54,8	53,1
Actions privilégiées	3,6	3,8
Capitaux propres ordinaires et participation minoritaire ²	41,6	43,1
	100,0	100,0

¹ 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

² Comprend une participation minoritaire de 3,5 % au 31 décembre 2020 (2019 – 3,7 %)

Données sur les actions en circulation

Au 11 février 2021, la Société avait émis et mis en circulation 466,8 millions d'actions ordinaires et les actions privilégiées de premier rang suivantes : 5,0 millions de série F; 9,2 millions de série G; 7,7 millions de série H; 2,3 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 11 février 2021, 3,3 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 2020	Notation	Type de notation	Perspective
S&P	A- BBB+	Société Titres d'emprunt non garantis	Négative
DBRS Morningstar	BBB (élevé) BBB (élevé)	Société Titres d'emprunt non garantis	Positive
Moody's	Baa3 Baa3	Émetteur Titres d'emprunt non garantis	Stable

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.

La pandémie de COVID-19 n'a pas eu d'incidence significative sur les dépenses d'investissement en 2020. Les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 4,2 milliards \$, ce qui est globalement conforme aux dépenses prévues dans le programme d'investissement de 2020 présenté dans le rapport de gestion de 2019.

Dépenses d'investissement pour 2020¹

(en millions \$, sauf les %)	Entreprises de services publics réglementés							Autres entreprises d'électricité	Total pour les entreprises de services publics réglementés	Activités non réglementées ²	Total	(%)
	ITC	UNS Energy	Central Hudson	FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric						
Production	–	639	–	–	–	26	42	707	5	712	17	
Transport	1 070	84	48	138	–	34	165	1 539	–	1 539	37	
Distribution	–	330	188	207	333	46	167	1 271	–	1 271	30	
Autres ³	112	147	103	126	87	29	37	641	14	655	16	
Total	1 182	1 200	339	471	420	135	411	4 158	19	4 177	100	
(%)	29	29	8	11	10	3	10	100	–	100		

¹ 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 2020, 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 138 millions \$, compris dans le secteur Autres entreprises d'électricité.

² Comprennent les secteurs Infrastructures énergétiques et Siège social et autres

³ 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. La direction continue d'évaluer l'incidence de la pandémie de COVID-19 sur les dépenses d'investissement prévues, et selon la durée et la gravité de la pandémie, certaines de ces dépenses pourraient être reportées à une date ultérieure comprise dans la durée du programme d'investissement de 2021 à 2025.

Dépenses d'investissement prévues pour 2021¹

(en millions \$, sauf les %)	Entreprises de services publics réglementés							Autres entreprises d'électricité	Total pour les entreprises de services publics		Activités non réglementées	Total	(%)
	ITC	UNS Energy	Central Hudson	FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric	réglementés		réglementés				
Production	–	117	1	–	–	24	189	331	53	384	10		
Transport	949	191	41	168	–	23	310	1 682	–	1 682	44		
Distribution	–	270	167	184	266	81	173	1 141	–	1 141	30		
Autres	51	171	97	115	80	25	49	588	18	606	16		
Total	1 000	749	306	467	346	153	721	3 742	71	3 813	100		
(%)	26	20	8	12	9	4	19	98	2	100			

¹ Exclut la composante capitaux propres sans effet sur la trésorerie de la PFUPC. Incluent 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, compris dans le secteur Autres entreprises d'électricité.

Programme d'investissement sur cinq ans¹

(en milliards \$)	2021	2022	2023	2024	2025	Total
	3,8	3,9	3,9	4,0	4,0	19,6

¹ Exclut la composante capitaux propres sans effet sur la trésorerie de la PFUPC. Inclut 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, compris dans le secteur Autres entreprises d'électricité.

Le programme d'investissement sur cinq ans se chiffre à 19,6 milliards \$, soit 0,8 milliard \$ de plus que le programme sur cinq ans pour la période allant de 2020 à 2024, qui se chiffrait à 18,8 milliards \$, tel qu'il était présenté dans le rapport de gestion de 2019. Cette augmentation est principalement attribuable aux éléments suivants : i) deux nouveaux projets d'investissement majeurs de FortisBC Energy, y compris le projet de réservoir de résilience de GNL de Tilbury et le projet d'infrastructure de compteurs évolués, totalisant des dépenses d'investissement prévues d'environ 500 millions \$; ii) des investissements additionnels de 200 millions \$ dans des systèmes de technologies de l'information et des travaux d'accroissement de la résistance aux intempéries de Central Hudson; iii) des travaux d'interconnexion et de reconstruction de systèmes afin de fournir une capacité additionnelle ainsi que d'autres améliorations, totalisant 100 millions \$ à ITC.

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 15 % 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 2020	Prévisions 2021	Programme sur cinq ans 2021–2025
Croissance ¹	21	31	26
Maintien ²	65	54	58
Autres ³	14	15	16
Total	100	100	100

¹ 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

² 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

³ Montants au titre des installations, du matériel, des véhicules, et des technologies de l'information et autres actifs

Base tarifaire de mi-exercice prévue¹

(en milliards \$)	2020	2021	2025
ITC	9,5	9,9	12,5
UNS Energy	5,7	6,2	7,6
Central Hudson	2,1	2,3	3,2
FortisBC Energy	5,1	5,2	6,8
FortisAlberta	3,7	3,8	4,2
FortisBC Electric	1,4	1,5	1,7
Autres entreprises d'électricité	3,0	3,3	4,3
Total	30,5	32,2	40,3

¹ 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 40,3 milliards \$ d'ici 2025 en vertu du programme d'investissement sur cinq ans, ce qui représente un taux de croissance moyen composé d'environ 6,0 %, venant ainsi soutenir une croissance durable du bénéfice et du dividende.

Projets d'investissement majeurs¹

(en millions \$)	Projet	Avant 2020	Réal 2020	Prévisions		Achèvement prévu
				2021	2022 à 2025	
ITC ²	Projets régionaux de transport à valeur multiple	625	17	75	186	2023
	Projet de conversion de transport de 34,5 kV à 69 kV	352	93	41	107	Après 2025
UNS Energy	Projet Vail-to-Tortolita	–	–	54	190	2023
	Projet éolien Oso Grande	65	509	24	–	2021
FortisBC Energy	Mise à niveau du réseau à moyenne pression de la vallée du bas Fraser	388	23	18	–	2021
	Projet de pipeline de gaz Eagle Mountain Woodfibre ³	–	–	–	350	2025
	Projet sur les capacités de gestion de l'intégrité du réseau de transport	13	8	7	434	Après 2025
	Projet de mise à niveau des installations gazières des terres intérieures	9	50	53	177	2025
	Phase 1B du projet Tilbury	8	12	1	375	2025
	Réservoir de résilience de GNL de Tilbury	–	10	11	198	Après 2025
	Projet d'infrastructure de compteurs évolués	–	–	4	243	Après 2025
Autres entreprises d'électricité	Projet Wataynikaneyap Transmission Power ⁴	40	138	330	206	2023
Total			860	618	2 466	

¹⁾ Comprend la PFUPC applicable

²⁾ Les dépenses d'investissement avant 2020 sont comptabilisées à partir de la date d'acquisition d'ITC (14 octobre 2016)

³⁾ Déduction faite des apports prévus des clients

⁴⁾ 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

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 avant 2020. Le quatrième projet devrait être mis en service en 2023.

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

Multiplis projets d'investissement visant la construction de nouvelles lignes de 69 kV, la conversion de lignes existantes de 34,5 kV à 69 kV et la conversion complète de sous-stations dont les dates de mise en service s'échelonnent d'avant 2020 à après 2025.

Projet Vail-to-Tortolita

Une phase du projet de ligne de transport méridionale qui comprend les nouveaux travaux de construction et de mise à niveau en vue du raccordement des sous-stations existantes de TEP. Le projet comprend la construction d'une nouvelle ligne de 230 kV sur le territoire desservi par TEP. La construction devrait commencer au début de 2022, pour une mise en service en 2023.

Projet éolien Oso Grande

Construction d'une installation de production d'électricité éolienne de 750 MW, dont une participation de 250 MW revient à UNS Energy, et qui s'ajoute au portefeuille de production d'énergie solaire renouvelable d'UNS Energy. La construction devrait être achevée, et l'installation devrait être mise en service, au cours du premier semestre de 2021.

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. Le projet est pratiquement achevé, et une section du pipeline devrait être remplacée en 2021. Les coûts définitifs admissibles du projet peuvent faire l'objet d'une révision par la BCUC.

Projet de pipeline de gaz Eagle Mountain Woodfibre

Prolongement du pipeline sur un site de GNL proposé, à Squamish, en Colombie-Britannique. En mars 2020, Woodfibre LNG Limited, propriétaire de l'installation de GNL proposée, a demandé une prorogation de son certificat émis par le British Columbia Environmental Assessment Office en raison de perturbations relatives à la production et à la chaîne d'approvisionnement découlant en partie de la pandémie de COVID-19. En octobre 2020, le certificat d'évaluation environnementale de la Colombie-Britannique a été prorogé de cinq ans.

Le prolongement proposé du pipeline de FortisBC Energy demeure assujéti à la décision finale de Woodfibre LNG Limited de procéder ou non à la construction de son installation de GNL. Actuellement, si le projet va de l'avant, les travaux de construction ne devraient pas commencer avant la fin de 2021.

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

Ce projet améliore la sécurité des conduites de gaz et l'intégrité du réseau de transport, y compris les modifications et le doublement des conduites de gaz. Une demande de certificat de commodité et de nécessité publiques devrait être déposée auprès de la BCUC au cours du premier trimestre de 2021.

Projet de mise à niveau des installations gazières des terres intérieures

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

Construction d'installations supplémentaires de liquéfaction et de distribution, y compris des canalisations terrestres, pour appuyer le soutage en mer et optimiser davantage la phase 1A du projet d'expansion Tilbury. Le projet a reçu un décret émis par le gouvernement de la Colombie-Britannique en 2017. En février 2020, un rapport initial sur la portée du projet a été déposé auprès des autorités de réglementation en vue d'entamer le processus fédéral d'évaluation d'impact ainsi que le processus d'évaluation environnementale de la province nécessaires à l'expansion du site Tilbury. Les travaux de conception technique et les études connexes se poursuivront en 2021.

Réservoir de résilience de GNL de Tilbury

Ce projet consiste à remplacer le réservoir de stockage de GNL original au site de Tilbury et à augmenter la capacité de regazéification disponible afin de fournir aux clients de la vallée du bas Fraser un approvisionnement d'appoint en gaz. En décembre 2020, FortisBC Energy a déposé une demande de certificat de commodité et de nécessité publiques auprès de la BCUC relativement à ce projet.

Projet d'infrastructure de compteurs évolués

Remplacement des compteurs résidentiels ou de petites entreprises et installation de soupapes de dérivation afin d'éviter des interruptions futures d'approvisionnement en gaz naturel. Le projet contribuera à la gestion de la consommation en permettant une lecture à distance des compteurs en temps quasi réel ainsi qu'une fermeture à distance des flux de gaz naturel. FortisBC Energy prévoit déposer une demande de certificat de commodité et de nécessité publiques auprès de la BCUC au cours du premier semestre de 2021.

Projet Wataynikaneyap Transmission Power

Construction, selon les règles de la Commission de l'énergie de l'Ontario, d'une ligne de transport de 1 800 km dans laquelle Fortis détient une participation de 39 %, 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. Le projet est sur la bonne voie et devrait être achevé en 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

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. Les principaux permis ont été accordés. 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 quatre ans après le début des travaux de construction pour achever le projet.

FortisBC Energy – GNL

Recherche de nouvelles 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. FortisBC Energy 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; d'autres investissements dans des infrastructures de gaz pour FortisBC Energy; et des investissements dans des infrastructures énergétiques plus propres sur l'ensemble des territoires que nous couvrons.

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 2020. 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 RCP présumé, les suppléments du RCP pour les propriétaires de lignes de transport indépendantes et la structure du capital réputée, ainsi que les dépenses d'exploitation et d'investissement. Ces contestations pourraient avoir une incidence défavorable significative.

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 41) 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 les efficacités réalisées au sein des installations au fil du temps. 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, toute panne importante et imprévue de l'équipement, 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.

Pandémie et crises de santé publique mondiale, y compris la pandémie de COVID-19

La Société pourrait être touchée de façon négative par une éclosion généralisée de maladies transmissibles ou d'autres crises de santé publique qui provoquent des perturbations économiques, notamment. La pandémie de COVID-19 continue d'être une situation en constante évolution qui a nui à l'activité et aux conditions économiques dans les territoires de service de la Société et ailleurs dans le monde (se reporter aux rubriques « Conjoncture économique générale » à la page 46 et « Accès à des capitaux » à la page 45). Le virus et les efforts déployés pour réduire ses effets sur la santé et en maîtriser la propagation ont conduit de nombreux pays à l'échelle mondiale, y compris le Canada, les États-Unis et les Caraïbes, à imposer des restrictions sur les voyages, les rassemblements et les activités commerciales. La Société et ses entreprises de services publics ont été visées par des mesures gouvernementales et réglementaires en réaction à la pandémie de COVID-19, y compris des restrictions relatives aux activités commerciales, l'offre de reports de paiement aux clients et la suspension des débranchements. Les autres répercussions possibles sur les activités de la Société pourraient inclure une réduction de la disponibilité et de la productivité de la main-d'œuvre, des perturbations des marchés financiers entraînant une volatilité du prix des actions et des problèmes de liquidité, des perturbations de la chaîne d'approvisionnement, des retards dans les projets de construction et une baisse prolongée de l'activité économique. Un ralentissement économique prolongé pourrait entraîner une baisse des ventes d'énergie et nuire à la capacité des clients, des entrepreneurs et des fournisseurs de remplir leurs obligations, et pourrait perturber les activités et les programmes de dépenses d'investissement ou causer une dépréciation du goodwill.

L'incidence globale dépendra de la durée et de la gravité de la pandémie, des mesures gouvernementales potentielles pour atténuer ses effets sur la santé publique ou soutenir la reprise économique, et d'autres facteurs indépendants de la volonté de la Société. Une perturbation économique prolongée pourrait avoir une incidence défavorable significative.

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 et à d'autres incidents dans les réseaux gaziers. Parmi les principaux risques environnementaux inhérents aux activités de production hydroélectrique figurent la défaillance des barrages et la création de cours d'eau artificiels susceptibles de perturber les habitats naturels.

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.

Croissance

Fortis a un historique de croissance découlant des acquisitions et de croissance interne en raison 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 36. 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.

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 (se reporter à la rubrique « Changements climatiques et risques physiques » à la page 40). 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.

Caractère concurrentiel du gaz naturel

Environ 19 % des produits de la Société sont tirés de la livraison de 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 proviennent 80 % 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, laquelle augmentera probablement dans l'avenir. Toutefois, le gouvernement de la Colombie-Britannique n'a pas encore imposé de taxe sur les émissions carboniques de l'électricité importée issue de la combustion de combustibles à base de carbone. À mesure que tous les ordres de gouvernement jouent un rôle plus actif dans l'élaboration de politiques visant à gérer les changements climatiques, les modifications apportées 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.

Il existe d'autres enjeux concurrentiels qui se répercutent sur le choix du gaz naturel parmi les nouvelles offres rattachées aux habitations tels que les attributs écologiques de la source d'énergie et le type de logements construits. En outre, dans le cadre de leurs propres plans de politiques sur les changements climatiques, les gouvernements locaux peuvent avoir recours à divers outils à leur disposition, tels que les accords de concession, les permis, le code du bâtiment et les règlements de zonage, pour imposer des limites en ce qui concerne les sources d'énergie autorisées dans les projets d'aménagement nouveaux et existants. Les municipalités peuvent également offrir aux constructeurs des incitatifs, comme une allocation de densification, pour qu'ils adoptent des options sans carbone dans leurs projets d'aménagement. De telles mesures et politiques pourraient nuire à la capacité de la Société d'attirer de nouveaux clients ou de fidéliser les clients existants.

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 rubrique « Rendement des unités d'exploitation » à la page 24); 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 rubrique « Instruments financiers – Dérivés » à la page 49).

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 la croissance du nombre de ventes. Une telle situation pourrait 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.

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, d'organismes de réglementation, d'organismes gouvernementaux, de peuples autochtones et/ou de tiers. L'environnement externe est devenu plus complexe, et les organismes de délivrance de permis, les municipalités et les peuples autochtones ont des attentes accrues, notamment en ce qui a trait à la possibilité d'examiner les projets et de donner leur avis, en grande partie en raison des politiques adoptées pour contrer les changements climatiques. Rien ne garantit i) que toutes ces approbations seront obtenues, maintenues de façon continue ou renouvelées 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.

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.

Revendications territoriales de la part des peuples autochtones

En Colombie-Britannique, les entreprises de services publics de la Société 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. Divers processus de négociation de traité auxquels participent les peuples autochtones et les gouvernements de la Colombie-Britannique et du Canada sont 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 aux 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 les processus de règlement n'auront pas d'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.

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. Un désaccord entre TEP et les copropriétaires ou les exploitants pourrait avoir une incidence défavorable significative.

La société en commandite Wataynikaneyap, détenue à 51 % par 24 collectivités des Premières Nations et à 49 % par un partenariat entre Fortis (80 %) et Algonquin Power & Utilities Corp. (20 %), est responsable 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.

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 le MISO au moyen de 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.

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 i) procurent un soutien à l'exploitation des installations de production, de transport et de distribution d'électricité, y compris les installations de gaz; ii) fournissent de l'information sur la facturation, la consommation et la gestion de la charge aux clients, le cas échéant; et iii) appuient les activités des volets financier et général.

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.

Taux d'intérêt

En général, 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.

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. Il est impossible de prédire la nature, le moment ou l'incidence de modifications futures des lois fiscales pouvant avoir une incidence défavorable significative. Bien que l'impôt sur le résultat des entreprises de services publics réglementés soit généralement recouvré 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.

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 provenant 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 2020, un montant de 2,3 milliards \$ US (2019 – 2,2 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 10,2 milliards \$ US (2019 – 9,7 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 1,34 \$ CA au 31 décembre 2020 se traduirait par une variation correspondante à la hausse ou à la baisse du BPA annuel d'environ six cents, ce qui reflète le programme de couverture de la Société.

Le programme d'investissement sur cinq ans de 19,6 milliards \$ de la Société pour la période allant de 2021 à 2025 tient également compte de l'exposition au risque 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 se traduirait par une variation correspondante à la hausse ou à la baisse des dépenses d'investissement de 400 millions \$ au cours de la période de cinq ans visée par le programme.

Rien ne garantit que les stratégies de couverture existantes continueront d'être efficaces, et les incidences financières qui en découleront pourraient être significativement défavorables.

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 32.

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.

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 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. Une incapacité importante à attirer du personnel compétent et à le maintenir en poste 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.

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 des obligations de capitalisation des régimes pourrait avoir une incidence défavorable significative.

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 et notamment miner la capacité de la clientèle à payer leurs factures.

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 organismes et de réglementation, 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.

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

Instruments financiers

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2020, la Société a adopté l'ASU no 2016-13, *Measurement of Credit Losses on Financial Instruments*, qui exige l'utilisation de prévisions raisonnables et justifiables dans l'estimation des pertes de crédit et la comptabilisation des pertes attendues lors de la comptabilisation initiale d'un instrument financier, en plus de l'utilisation des faits passés et des conditions actuelles. La nouvelle directive requiert également la présentation d'informations quantitatives et qualitatives relatives aux fluctuations de la correction de valeur pour pertes de crédit des actifs financiers qui entrent dans le champ d'application de la directive. L'adoption de cette mise à jour n'a eu aucune incidence significative sur les états financiers annuels de 2020 et les informations à fournir connexes. De plus amples renseignements sont fournis à la note 3 des états financiers annuels de 2020.

Estimations comptables critiques

Généralités

La préparation des états financiers annuels de 2020 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 2020, Fortis a comptabilisé des actifs réglementaires de 3,6 milliards \$ (2019 – 3,4 milliards \$) et des passifs réglementaires de 3,1 milliards \$ (2019 – 3,4 milliards \$).

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) aux obligations 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. Rien ne garantit que les périodes de règlements et les montants connexes réels ne varieront pas de façon significative par rapport aux estimations. 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

Exercices clos les 31 décembre	Régimes de retraite à prestations définies		Régimes d'AAPE	
	2020	2019	2020	2019
Situation de capitalisation ¹ (en millions \$)				
Obligation au titre des prestations ²	(3 995)	(3 632)	(789)	(712)
Actifs des régimes	3 528	3 208	391	343
	(467)	(424)	(398)	(369)
Coût net des prestations ² (en millions \$)	67	65	32	28
Hypothèses principales (en % moyen pondéré) :				
Taux d'actualisation ³ :				
Au cours de l'exercice	3,16	4,05	3,22	4,10
Aux 31 décembre	2,63	3,20	2,64	3,25
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes ⁴	5,52	5,78	5,28	5,50
Taux de croissance de la rémunération	3,34	3,33	–	–
Taux de croissance tendanciel du coût des soins de santé ⁵	–	–	4,61	4,62

¹ 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

² 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

³ Reflète 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

⁴ 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.

⁵ Établi au moyen de calculs actuariels, le taux projeté pour 2021 est de 5,91 % et devrait diminuer au cours des 11 prochaines années pour s'établir à 4,61 % en 2031 et demeurer à ce niveau par la suite.

Analyse de sensibilité

Exercice clos le 31 décembre 2020 (en millions \$)	Taux de rendement – Variation de 1 %		Taux d'actualisation – Variation de 1 %		Taux tendanciel du coût des soins de santé – Variation de 1 %	
	Augmentation	Diminution	Augmentation	Diminution	Augmentation	Diminution
Régimes de retraite à prestations définies						
Coût net des prestations	(30)	25	(45)	63	s.o.	s.o.
Obligation au titre des prestations projetées	44	(82)	(541)	691	s.o.	s.o.
Régimes d'AAPE						
Coût net des prestations	(4)	4	(9)	13	29	(21)
Obligation au titre des prestations constituées	–	–	(113)	144	106	(84)

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 2020, Fortis a comptabilisé des immobilisations corporelles et incorporelles de 37,3 milliards \$ (2019 – 35,2 milliards \$), soit 67 % du total des actifs (2019 – 66 %). Le montant des amortissements a totalisé 1,4 milliard \$ en 2020 (2019 – 1,4 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 2020, ce passif réglementaire s'établissait à 1,2 milliard \$ (2019 – 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 2020, Fortis a comptabilisé un goodwill de 11,8 milliards \$ (2019 – 12,0 milliards \$), ce qui représente 21 % du total de l'actif (2019 – 22 %). La diminution du goodwill est attribuable à l'incidence du change liée à la conversion du goodwill libellé en dollars américains.

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 chaque unité 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. Lorsqu'une évaluation quantitative est nécessaire, la principale méthode utilisée pour estimer la juste valeur des unités d'exploitation est l'approche par le résultat, selon laquelle les projections des flux de trésorerie nets sont actualisées. 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.

Bien que l'incidence macroéconomique de la pandémie de COVID-19 soit généralisée dans le territoire de service de chaque unité d'exploitation, elle devrait être de nature à court terme et, par conséquent, ne devrait pas avoir d'incidence significative sur les flux de trésorerie à long terme. En 2020 et en 2019, aucune perte de valeur au titre du goodwill n'a été comptabilisée à l'issue des évaluations annuelles.

Impôt sur le résultat

Au 31 décembre 2020, 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 3,3 milliards \$, 72 millions \$, 1,7 milliard \$ et 1,4 milliard \$, respectivement (2019 – 3,0 milliards \$, 35 millions \$, 1,6 milliard \$ et 1,4 milliard \$, respectivement). La charge d'impôt s'est chiffrée à 231 millions \$ en 2020 (2019 – 289 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. Une réduction de valeur est comptabilisée en résultat dans la mesure où une économie d'impôt future est plus probable qu'improbable.

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 en résultat 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 la part des peuples autochtones » à la page 43, 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 28 des états financiers annuels de 2020.

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 2020, la valeur comptable de la dette à long terme, y compris la tranche courante, s'établissait à 24,5 milliards \$ (2019 – 22,3 milliards \$), comparativement à une juste valeur estimative de 29,1 milliards \$ (2019 – 25,3 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, 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. 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 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 2020, des pertes latentes de 73 millions \$ (2019 – 119 millions \$) avaient été comptabilisées à titre d'actifs réglementaires et des profits latents de 17 millions \$ (2019 – 2 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 par le marché qui intègre 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 ou les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur de ces contrats d'énergie sont comptabilisés dans les produits et n'ont pas été significatifs en 2020 et en 2019.

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 113 millions \$ et des durées de un an à trois ans échéant à diverses dates jusqu'en janvier 2023. La juste valeur est évaluée au moyen d'une approche par le résultat, fondée sur les courbes des taux à terme. Les profits latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur sont comptabilisés dans les autres produits, montant net, et n'ont pas été significatifs en 2020 et en 2019.

Contrats de change

La Société détient des contrats de change libellés en dollars américains pour aider à atténuer l'exposition à la volatilité des taux de change. Ces contrats expirent à diverses dates jusqu'en février 2022 et ont une valeur nominale combinée de 245 millions \$. La juste valeur est évaluée à l'aide de renseignements provenant de tiers indépendants. Les profits latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur sont comptabilisés dans les autres produits, montant net, et n'ont pas été significatifs en 2020 et en 2019.

Swaps de taux d'intérêt

ITC a conclu des swaps de taux d'intérêt différés pour gérer le risque de taux d'intérêt lié aux emprunts prévus. Les swaps, dont la valeur nominale combinée s'élevait à 611 millions \$, ont été résiliés en mai 2020 à la suite de l'émission de billets de premier rang de 700 millions \$ US. Des pertes réalisées de 31 millions \$ ont été comptabilisées dans les autres éléments du résultat global et font actuellement l'objet d'un reclassement en résultat net à titre de composante des charges d'intérêts sur cinq exercices.

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 sont comptabilisés dans les autres produits, montant net, et n'ont pas été significatifs en 2020 et en 2019.

Juste valeur des instruments dérivés

Le tableau suivant présente les actifs et les passifs dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur sur une base récurrente.

(en millions \$)	Niveau 1 ¹	Niveau 2 ¹	Niveau 3 ¹	Total
Au 31 décembre 2020				
Actif²				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire	–	38	–	38
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire	–	6	–	6
Contrats de change et swaps sur rendement total	16	–	–	16
Autres placements	126	–	–	126
	142	44	–	186
Passif³				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire	–	(94)	–	(94)
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire	–	(12)	–	(12)
	–	(106)	–	(106)
Au 31 décembre 2019				
Actif²				
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
	135	34	–	169
Passif³				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire	(1)	(138)	–	(139)
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire	–	(12)	–	(12)
	(1)	(150)	–	(151)

¹ 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 de la juste valeur a été utilisée.

² La tranche courante est incluse au poste Débiteurs et autres actifs courants, et la tranche restante est incluse dans les autres actifs

³ La tranche courante est incluse au poste Crédoeurs et autres passifs courants, et la tranche restante est incluse dans les autres passifs

Volumes des dérivés

Aux 31 décembre	2020	2019
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire¹		
Swaps sur électricité (en GWh)	522	628
Contrats d'achat d'électricité (en GWh)	2 781	3 198
Swaps sur gaz (en PJ)	156	168
Primes liées aux contrats d'achat de gaz (en PJ)	203	241
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire¹		
Contrats de ventes en gros (en GWh)	1 588	1 855
Swaps sur gaz (en PJ)	36	43

¹⁾ Les contrats d'énergie seront réglés à diverses dates jusqu'en 2029

PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES ANNUELLES

Exercices clos les 31 décembre (en millions \$, sauf indication contraire)	2020	2019	2018
Produits	8 935	8 783	8 390
Bénéfice net	1 389	1 852	1 286
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 209	1 655	1 100
BPA (en \$) :			
De base	2,60	3,79	2,59
Dilué	2,60	3,78	2,59
Total de l'actif	55 481	53 404	53 051
Dette à long terme (excluant la tranche courante)	23 113	21 501	23 159
Dividendes déclarés (en \$) :			
Par action ordinaire	1,965	1,855	1,750
Par action privilégiée de premier rang :			
Série F	1,2250	1,2250	1,2250
Série G ¹	1,0983	1,0983	1,0345
Série H ²	0,5003	0,6250	0,6250
Série I ³	0,4987	0,7771	0,7116
Série J	1,1875	1,1875	1,1875
Série K ⁴	0,9823	0,9823	1,0000
Série M ⁵	0,9783	1,0133	1,0250

¹⁾ Le dividende annuel par action a été rajusté et fixé à 1,0983 \$ pour la période de cinq ans allant du 1^{er} septembre 2018 au 1^{er} septembre 2023, exclusivement.

²⁾ Le dividende annuel par action a été rajusté et fixé à 0,4588 \$ pour la période de cinq ans allant du 1^{er} juin 2020 au 1^{er} juin 2025, exclusivement.

³⁾ 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.

⁴⁾ Le dividende annuel par action a été rajusté et fixé à 0,9823 \$ pour la période de cinq ans allant du 1^{er} mars 2019 au 1^{er} mars 2024, exclusivement.

⁵⁾ Le dividende annuel par action a été rajusté et fixé à 0,9783 \$ pour la période de cinq ans allant du 1^{er} décembre 2019 au 1^{er} décembre 2024, exclusivement.

2020/2019

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 19, « Résultats d'exploitation » à la page 23 et « Situation financière » à la page 31.

2019/2018

La hausse des produits reflète : i) la croissance de la base tarifaire, particulièrement pour ITC; ii) l'augmentation globale des coûts transférés dans les tarifs facturés aux clients; iii) l'incidence favorable du change; et iv) l'ajustement favorable de 91 millions \$ lié à la décision rendue par la FERC à l'égard d'ITC en novembre 2019. La hausse 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 de 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.

L'augmentation du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires tient compte d'éléments non récurrents importants, soit i) un profit de 484 millions \$ à la cession de l'expansion de Waneta; et ii) un ajustement favorable de 83 millions \$ découlant de la décision rendue par la FERC à l'égard d'ITC en novembre 2019, laquelle est décrite ci-dessus.

Compte non tenu des éléments non récurrents importants, la hausse du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires est principalement attribuable à la croissance de la base tarifaire, à la diminution des charges d'exploitation, en particulier pour FortisAlberta, et à l'incidence favorable du change. La hausse a été contrebalancée en partie par l'incidence des conditions météorologiques au Belize et en Arizona, la hausse des coûts liés à la croissance de la base tarifaire qui n'est pas reflétée dans les tarifs facturés aux clients d'UNS Energy, les décisions réglementaires liées à ITC, ainsi que la baisse des marges réalisées à Aitken Creek. Des ajustements fiscaux favorables non récurrents, comptabilisés principalement en 2018, ont également contribué à la hausse du bénéfice, comme il est mentionné ci-après.

Rapport de gestion

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 sur le résultat de 12 millions \$ en 2019.

L'augmentation du BPA reflète les hausses du bénéfice susmentionnées, contrebalancées en partie par 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; ii) au programme d'actions ordinaires au cours du marché; et iii) aux régimes de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions.

L'augmentation du total de l'actif est attribuable aux dépenses d'investissement engagées en 2019 et a été partiellement contrebalancée par l'incidence défavorable du change à la conversion des actifs libellés en dollars américains.

RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

Ventes

	2020	2019	Écart
Entreprises de services publics réglementés			
UNS Energy			
Électricité au détail (en GWh)	2 345	2 223	122
Électricité en gros (en GWh)	1 871	1 814	57
Gaz naturel (en PJ)	5	5	–
Central Hudson			
Électricité (en GWh)	1 200	1 188	12
Gaz naturel (en PJ)	7	6	1
FortisBC Energy (en PJ)	67	71	(4)
FortisAlberta (en GWh)	4 138	4 279	(141)
FortisBC Electric (en GWh)	894	888	6
Autres entreprises d'électricité (en GWh)	2 362	2 427	(65)
Activités non réglementées			
Infrastructures énergétiques (en GWh)	103	14	89

L'augmentation des ventes d'électricité est attribuable à i) la hausse des ventes au détail d'électricité d'UNS Energy découlant des conditions météorologiques favorables; et ii) l'augmentation de la production d'hydroélectricité au Belize en raison des précipitations plus abondantes. L'augmentation a été atténuée par la baisse de la consommation moyenne du secteur du pétrole et du gaz ainsi que des clients commerciaux de FortisAlberta, en grande partie attribuable à la pandémie de COVID-19 et au ralentissement dans le secteur du pétrole et du gaz.

Les volumes de ventes de gaz ont légèrement diminué par rapport à 2019 en raison de la baisse de la consommation des clients du secteur du transport de FortisBC Energy.

Produits et bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires

(en millions \$, sauf indication contraire)	Produits			Bénéfice		
	2020	2019	Écart	2020	2019	Écart
Entreprises de services publics réglementés						
ITC	419	500	(81)	109	171	(62)
UNS Energy	525	510	15	45	38	7
Central Hudson	242	226	16	35	30	5
FortisBC Energy	476	428	48	74	77	(3)
FortisAlberta	139	150	(11)	33	33	–
FortisBC Electric	117	112	5	13	12	1
Autres entreprises d'électricité	381	381	–	32	22	10
Activités non réglementées						
Infrastructures énergétiques	47	19	28	27	6	21
Siège social et autres	–	–	–	(37)	(43)	6
Total	2 346	2 326	20	331	346	(15)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)				465,8	447,1	18,7
BPA de base (en \$)				0,71	0,77	(0,06)

La hausse des produits découle des facteurs suivant : i) l'augmentation globale des coûts transférés, principalement pour FortisBC Energy; ii) la croissance de la base tarifaire; et iii) l'incidence des conditions météorologiques favorables, notamment l'augmentation des ventes au détail en Arizona et de la production d'hydroélectricité au Belize. La hausse a été partiellement contrebalancée par l'ajustement favorable de 91 millions \$ au titre du RCP comptabilisé par ITC au quatrième trimestre de 2019 en raison de la décision rendue par la FERC en novembre 2019 (se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » à la page 29).

Rapport de gestion

La diminution du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires est principalement attribuable à l'application de la décision de novembre 2019 de la FERC au quatrième trimestre de 2019, y compris la reprise des passifs constitués au cours de périodes antérieures. Cette incidence a été contrebalancée en partie par la croissance de la base tarifaire, l'incidence favorable de la comptabilisation à la valeur de marché des dérivés sur gaz naturel d'Aitken Creek et l'augmentation de la production d'hydroélectricité au Belize.

La diminution du BPA de base reflète la baisse du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et la hausse du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation liée au placement d'actions ordinaires de la Société en décembre 2019.

Flux de trésorerie

(en millions \$)	2020	2019	Écart
Trésorerie au début de la période	494	228	266
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) :			
Activités d'exploitation	700	634	66
Activités d'investissement	(1 235)	(1 104)	(131)
Activités de financement	308	627	(319)
Change	(18)	(15)	(3)
Trésorerie à la fin de la période	249	370	(121)

Activités d'exploitation

L'écart reflète principalement le paiement initial reçu par FortisAlberta au quatrième trimestre de 2020 en vertu d'une entente à long terme avec un détaillant d'énergie. L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant de la hausse des ventes d'énergie a été en grande partie contrebalancée par le calendrier de recouvrement des coûts transférés dans les tarifs facturés aux clients et le recouvrement plus lent auprès des clients en raison de la pandémie de COVID-19.

Activités d'investissement

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

Activités de financement

Se reporter à la rubrique « Sommaire des flux de trésorerie » à la page 33.

SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Trimestre clos le	Produits (en millions \$)	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions \$)	BPA de base (\$)	BPA dilué (\$)
31 décembre 2020	2 346	331	0,71	0,71
30 septembre 2020	2 121	292	0,63	0,63
30 juin 2020	2 077	274	0,59	0,59
31 mars 2020	2 391	312	0,67	0,67
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

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, le cas échéant; 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 2020/décembre 2019

Se reporter à la rubrique « Résultats du quatrième trimestre » à la page 52.

Septembre 2020/septembre 2019

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 14 millions \$, principalement en raison des facteurs suivants : i) la croissance de la base tarifaire; ii) la hausse des ventes au détail d'UNS Energy découlant principalement des conditions météorologiques; et iii) la hausse du bénéfice enregistré au Belize, surtout en raison de l'augmentation de la production d'hydroélectricité. Cette augmentation a été atténuée par les facteurs suivants : i) le report de la décision relative à la demande tarifaire générale de TEP, qui a fait en sorte qu'un montant d'environ 1 milliard \$ de la base tarifaire n'est pas reflété dans les tarifs facturés aux clients; et ii) la diminution de l'apport d'ITC en raison du calendrier de comptabilisation du bénéfice associé aux décisions de la FERC relativement au RCP et de la baisse du taux d'imposition effectif en 2019. La diminution de 0,01 \$ du BPA tient surtout à une augmentation du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, principalement attribuable à l'émission d'actions ordinaires par la Société pour un montant de 1,2 milliard \$ au quatrième trimestre de 2019, contrebalancée en partie par les facteurs décrits ci-dessus.

Juin 2020/juin 2019

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et le bénéfice par action de base ont diminué de 446 millions \$ et de 1,07 \$, respectivement. Le bénéfice pour le trimestre tient compte d'éléments non récurrents importants, soit i) un profit de 484 millions \$ à la cession de l'Expansion de Waneta en avril 2019; et ii) la reprise d'une économie d'impôt de 13 millions \$, initialement comptabilisée en 2019, en raison de la finalisation en avril 2020 des règlements sur la lutte contre les dispositifs hybrides liés à la réforme fiscale américaine; facteurs contrebalancés en partie par iii) un ajustement favorable de 27 millions \$ au titre du RCP de base d'ITC à la suite de la décision de mai 2020 de la FERC afin de refléter la reprise des passifs accumulés au cours des exercices précédents. Compte non tenu des éléments non récurrents importants, les entreprises de services publics réglementés ont enregistré de meilleurs résultats financiers, ce qui reflète i) la croissance de la base tarifaire; ii) la hausse des ventes au détail d'UNS Energy découlant surtout des conditions météorologiques; iii) l'écart de change favorable; et iv) le calendrier des charges d'exploitation de FortisBC Energy. Cette augmentation a été atténuée par la diminution des ventes dans les Caraïbes en raison de la baisse des activités liées au tourisme et de la hausse des charges liées à la COVID-19 attribuables à Central Hudson.

Mars 2020/mars 2019

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires est demeuré stable par rapport à 2019. La croissance de la base tarifaire, la baisse des charges d'exploitation non recouvrables d'ITC et la baisse des charges du secteur Siège social et autres ont été atténuées par les facteurs suivants : i) l'augmentation des coûts liés à la croissance de la base tarifaire d'UNS Energy qui n'est pas encore reflétée dans les tarifs; ii) la volatilité des marchés des capitaux, qui a entraîné un recul de la valeur de marché de certains placements qui permettent de financer les avantages de retraite d'UNS Energy; et iii) des pertes latentes sur les contrats de change dans le secteur Siège social et autres. La diminution du BPA tient surtout à une augmentation du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, principalement attribuable à l'émission d'actions ordinaires par la Société pour un montant de 1,2 milliard \$ au quatrième trimestre de 2019.

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 2020 et en 2019. Les soldes, transactions et bénéfices intersociétés entre des entités non réglementées et des entités réglementées ne sont pas éliminés au moment de la consolidation. 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.

Au 31 décembre 2020, les débiteurs comprenaient environ 28 millions \$ à recevoir de Belize Electricity (2019 – 8 millions \$).

Périodiquement, Fortis accorde du financement à court terme à ses filiales aux fins des dépenses d'investissement, des acquisitions et des besoins saisonniers en fonds de roulement. Au 31 décembre 2020, aucun prêt intersectoriel significatif n'était en cours (2019 – prêt de 279 millions \$ en cours). Les intérêts imputés sur les prêts intersectoriels en 2020 et en 2019 n'étaient pas significatifs.

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 2020, 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 le vice-président directeur, directeur 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 le vice-président directeur, directeur des finances, ont conclu que ces contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces au 31 décembre 2020.

Contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le CIIF est un processus conçu par le chef de la direction et le directeur 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 2020, 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 2020, le CIIF de la Société était efficace.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, 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

Les perspectives à long terme de la Société demeurent positives. Fortis continue d'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. Malgré l'incertitude provoquée par la pandémie de COVID-19, la Société ne s'attend pas pour le moment à ce que celle-ci ait une incidence financière significative en 2021.

Le programme d'investissement sur cinq ans d'un montant de 19,6 milliards \$ de la Société devrait permettre d'accroître la base tarifaire, pour la faire passer de 30,5 milliards \$ en 2020 à 36,4 milliards \$ d'ici 2023 et à 40,3 milliards \$ d'ici 2025, ce qui se traduit par un taux de croissance moyen composé sur trois ans et cinq ans d'environ 6,5 % et 6,0 %, respectivement. En plus de son programme d'investissement sur cinq ans, Fortis continue d'explorer d'autres occasions d'investissement dans les infrastructures énergétiques, notamment 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 l'accélération des placements dans des infrastructures énergétiques plus propres sur l'ensemble des territoires que nous couvrons.

Fortis prévoit que la croissance à long terme de la base tarifaire se traduira par une croissance du bénéfice et du dividende. Fortis vise une croissance annuelle moyenne du dividende d'environ 6 % jusqu'en 2025. Ces prévisions de croissance du dividende sont fondées sur les hypothèses énumérées dans la rubrique « Informations prospectives » ci-dessous, notamment l'absence de répercussions significatives de la pandémie de COVID-19, l'attente de résultats raisonnables relative aux instances réglementaires et l'exécution réussie du programme d'investissement sur cinq ans.

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 et des perspectives et occasions d'affaires. Dans la mesure du possible, 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 de l'information prospective, laquelle comprend, sans s'y limiter : l'attente selon laquelle la pandémie de COVID-19 n'aura pas d'incidence financière significative en 2021 ni d'incidence sur le programme d'investissement sur cinq ans; la cible de croissance annuelle moyenne du dividende jusqu'en 2025; les dépenses d'investissement prévues pour la période allant de 2021 à 2025 et les sources de financement prévues; la base tarifaire prévue et la croissance de la base tarifaire prévue pour 2023 et 2025; l'attente selon laquelle la croissance à long terme de la base tarifaire favorisera la croissance du bénéfice et des dividendes; l'attente selon laquelle Fortis conservera son rôle de premier plan dans le secteur et est en bonne position pour profiter des occasions sectorielles en évolution; le calendrier, l'issue et l'incidence prévus des 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 en 2021; 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 Vail-to-Tortolita, le projet éolien Oso Grande, le projet de mise à niveau du réseau à moyenne pression de la vallée du bas Fraser, le projet de pipeline de gaz Eagle Mountain Woodfibre, le projet sur les capacités de gestion de l'intégrité du réseau de transport, le projet de mise à niveau des installations gazières des terres intérieures, la phase 1B du projet Tilbury, le projet de réservoir de résilience de GNL de Tilbury, le projet d'infrastructure de compteurs évolués, le projet Wataynikaneyap Transmission Power et d'autres occasions allant au-delà du programme d'investissement, y compris le projet de raccordement sous le lac Érié; et l'attente selon laquelle l'adoption de prises de position futures faisant autorité en comptabilité n'aura pas d'incidence défavorable significative.

Les informations prospectives comportent des risques, des incertitudes et des hypothèses importants. Certains facteurs ou hypothèses significatifs ont été utilisés pour tirer les conclusions présentées dans les informations prospectives et comprennent, sans s'y limiter : l'absence de répercussions significatives de la pandémie de COVID-19; la teneur raisonnable des décisions rendues et les perspectives de stabilité réglementaire; la mise en œuvre réussie 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.

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 2021 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, les risques physiques et l'interruption des services; l'incidence de pandémies et de crises de santé publique, y compris la pandémie de COVID-19; les risques liés aux lois et aux règlements en matière d'environnement; les risques liés aux projets d'investissement et l'incidence sur la croissance continue de la Société; l'incidence de la variabilité des conditions climatiques et des saisons sur les besoins en chauffage et en climatisation, les volumes de distribution de gaz et la production d'hydroélectricité.

Toutes les informations prospectives contenues dans les présentes sont fournies au 11 février 2021. 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

ACC : Arizona Corporation Commission

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 28

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

CAE : contrat d'achat d'électricité

Caribbean Utilities : Caribbean Utilities Company, Ltd., une filiale indirecte, dans laquelle Fortis détient une participation d'environ 60 % (au 31 décembre 2020) 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 2020 : les états financiers consolidés audités de la Société et les notes annexes pour l'exercice clos le 31 décembre 2020

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

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

Four Corners : unités 4 et 5 de la centrale Four Corners

GES : gaz à effet de serre

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

Luna : installation Luna Energy

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

Pandémie de COVID-19 : déclarée par l'Organisation mondiale de la Santé en mars 2020 en raison d'un nouveau coronavirus

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

PFUPC : provision pour fonds utilisés pendant la construction

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

PSC : New York State Public Service Commission

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 2020

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 28

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

RRD : régime de réinvestissement des dividendes

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

San Juan : unité 1 de la centrale San Juan

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

Société : Fortis Inc.

Société en commandite Wataynikaneyap : Wataynikaneyap Power Limited Partnership

TAR : tarification axée sur le rendement

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

Taux de croissance moyen pondéré : 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. Calculé selon un taux de change constant entre le dollar américain et le dollar canadien

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.....	59	NOTE 10 Immobilisations corporelles.....	84
Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant – Opinion sur les états financiers.....	60	NOTE 11 Immobilisations incorporelles.....	86
Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant – Opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.....	62	NOTE 12 Goodwill.....	86
Bilans consolidés.....	63	NOTE 13 Créiteurs et autres passifs courants.....	86
États consolidés du résultat net.....	64	NOTE 14 Dette à long terme.....	87
États consolidés du résultat global.....	64	NOTE 15 Contrats de location.....	90
Tableaux consolidés des flux de trésorerie.....	65	NOTE 16 Autres passifs.....	92
États consolidés des variations des capitaux propres.....	66	NOTE 17 Actions ordinaires.....	92
Notes annexes		NOTE 18 Bénéfice par action ordinaire.....	92
NOTE 1 Description des activités.....	67	NOTE 19 Actions privilégiées.....	93
NOTE 2 Réglementation.....	68	NOTE 20 Cumul des autres éléments du résultat global.....	94
NOTE 3 Sommaire des principales méthodes comptables.....	72	NOTE 21 Régimes de rémunération fondée sur des actions.....	95
NOTE 4 Information sectorielle.....	78	NOTE 22 Cession.....	97
NOTE 5 Produits.....	80	NOTE 23 Autres produits, montant net.....	97
NOTE 6 Débiteurs et autres actifs courants.....	81	NOTE 24 Impôt sur le résultat.....	98
NOTE 7 Stocks.....	81	NOTE 25 Avantages du personnel futurs.....	100
NOTE 8 Actifs et passifs réglementaires.....	82	NOTE 26 Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie.....	104
NOTE 9 Autres actifs.....	84	NOTE 27 Juste valeur des instruments financiers et gestion du risque.....	104
		NOTE 28 Engagements et éventualités.....	108

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 le vice-président directeur 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 2020, 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 2020, le CIIF de la Société était efficace.

Le CIIF de la Société a été audité au 31 décembre 2020 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 2020. Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l. a émis une opinion sans réserve pour ces deux audits.

Le 11 février 2021

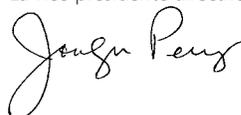
Le président et chef de la direction, Fortis Inc.,



David G. Hutchens

St. John's, Canada

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



Jocelyn H. Perry

RAPPORT DU CABINET D'EXPERTS-COMPTABLES INSCRIT INDÉPENDANT

Aux actionnaires et au 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 2020 et 2019, 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 2020 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 2020 et 2019, 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 2020 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 2020 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 11 février 2021 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 l'audit 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 des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Nos audits comprennent également l'appréciation des principes comptables suivis 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 indiqués ci-dessous 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 ci-dessous, nous n'exprimons pas d'opinions distinctes sur les éléments critiques de l'audit ni sur les comptes ou les informations auxquels ils se rapportent.

Évaluation de la dépréciation du goodwill – Se reporter aux notes 3 et 12 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 liées au taux de croissance et au taux d'actualisation auxquels a eu recours la direction pour estimer la juste valeur des unités d'exploitation acquises plus récemment ont notamment inclus les aspects suivants :

- 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 comparant celles-ci avec les taux d'actualisation sélectionnés par la direction.

Incidence de la réglementation des tarifs sur les états financiers – Se reporter aux notes 2, 3 et 8 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 portés par la direction pour étayer ses assertions relatives aux soldes de comptes et aux informations à fournir touchés ainsi que du degré élevé de subjectivité associé à l'évaluation de l'incidence potentielle de toute nouvelle disposition réglementaire sur les états financiers. Les jugements portés par la direction incluent l'évaluation de la probabilité de recouvrement des coûts engagés ou d'un remboursement aux clients dans le cadre du 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 porter un jugement particulièrement subjectif et de posséder des connaissances comptables spécialisées sur la réglementation des tarifs en raison des complexités inhérentes 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 aux 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 11 février 2021

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

RAPPORT DU CABINET D'EXPERTS-COMPTABLES INSCRIT INDÉPENDANT

Aux actionnaires et au 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 2020, 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 2020, 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 2020 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 11 février 2021 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.

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

Comptables professionnels agréés

St. John's, Canada

Le 11 février 2021

BILANS CONSOLIDÉS

FORTIS INC.

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)

	2020	2019
ACTIF		
Actifs courants		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	249 \$	370 \$
Débiteurs et autres actifs courants (note 6)	1 369	1 297
Charges payées d'avance	102	88
Stocks (note 7)	422	394
Actifs réglementaires (note 8)	470	425
Total des actifs courants	2 612	2 574
Autres actifs (note 9)	670	620
Actifs réglementaires (note 8)	3 118	2 958
Immobilisations corporelles, montant net (note 10)	35 998	33 988
Immobilisations incorporelles, montant net (note 11)	1 291	1 260
Goodwill (note 12)	11 792	12 004
Total de l'actif	55 481 \$	53 404 \$
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passifs courants		
Emprunts à court terme (note 14)	132 \$	512 \$
Créditeurs et autres passifs courants (note 13)	2 321	2 402
Passifs réglementaires (note 8)	441	572
Tranche courante de la dette à long terme (note 14)	1 254	690
Total des passifs courants	4 148	4 176
Autres passifs (note 16)	1 599	1 446
Passifs réglementaires (note 8)	2 662	2 786
Impôt différé (note 24)	3 344	2 969
Dette à long terme (note 14)	23 113	21 501
Contrats de location-financement (note 15)	331	413
Total du passif	35 197	33 291
Engagements et éventualités (note 28)		
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 17) ¹	13 819	13 645
Actions privilégiées (note 19)	1 623	1 623
Surplus d'apport	11	11
Cumul des autres éléments du résultat global (note 20)	34	336
Bénéfices non distribués	3 210	2 916
Capitaux propres	18 697	18 531
Participations ne donnant pas le contrôle	1 587	1 582
Total des capitaux propres	20 284	20 113
Total du passif et des capitaux propres	55 481 \$	53 404 \$

¹ Sans valeur nominale : nombre illimité d'actions autorisées; 466,8 millions et 463,3 millions d'actions émises et en circulation aux 31 décembre 2020 et 2019, respectivement

Se reporter aux 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)

	2020	2019
Produits (note 5)	8 935 \$	8 783 \$
Charges		
Coûts de l'approvisionnement énergétique	2 562	2 520
Charges d'exploitation	2 437	2 452
Amortissements	1 428	1 350
Total des charges	6 427	6 322
Profit sur cession (note 22)	–	577
Bénéfice d'exploitation	2 508	3 038
Autres produits, montant net (note 23)	154	138
Charges financières	1 042	1 035
Bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat	1 620	2 141
Charge d'impôt sur le résultat (note 24)	231	289
Bénéfice net	1 389 \$	1 852 \$
Bénéfice net attribuable aux :		
Participations ne donnant pas le contrôle	115 \$	130 \$
Actionnaires privilégiés	65	67
Actionnaires ordinaires	1 209	1 655
	1 389 \$	1 852 \$
Bénéfice par action ordinaire (note 18)		
De base	2,60 \$	3,79 \$
Dilué	2,60 \$	3,78 \$

Se reporter aux notes annexes

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

FORTIS INC.

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

	2020	2019
Bénéfice net	1 389 \$	1 852 \$
Autres éléments de perte globale		
Pertes de change latentes, déduction faite des activités de couverture et de la charge d'impôt sur le résultat de 3 millions \$ et de 13 millions \$, respectivement	(311)	(660)
Autres, déduction faite de l'économie d'impôt sur le résultat de 9 millions \$ et de 5 millions \$, respectivement	(27)	(7)
	(338)	(667)
Bénéfice global	1 051 \$	1 185 \$
Bénéfice global attribuable aux :		
Participations ne donnant pas le contrôle	79 \$	55 \$
Actionnaires privilégiés	65	67
Actionnaires ordinaires	907	1 063
	1 051 \$	1 185 \$

Se reporter aux notes annexes

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

FORTIS INC.

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

	2020	2019
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	1 389 \$	1 852 \$
Ajustements afin de rapprocher le bénéfice net et les flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation :		
Amortissement – immobilisations corporelles	1 282	1 199
Amortissement – immobilisations incorporelles	131	125
Amortissement – autres	15	26
Charge d'impôt différé (note 24)	226	247
Composante capitaux propres de la provision pour fonds utilisés pendant la construction (note 23)	(78)	(74)
Profit sur cession (note 22)	–	(583)
Autres	165	145
Variation des actifs et des passifs réglementaires à long terme	5	(106)
Variation du fonds de roulement (note 26)	(434)	(168)
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	2 701	2 663
Activités d'investissement		
Dépenses d'investissement – immobilisations corporelles	(3 857)	(3 499)
Dépenses d'investissement – immobilisations incorporelles	(182)	(221)
Apports sous forme d'aide à la construction	68	102
Produit de la cession (note 22)	–	995
Autres	(161)	(145)
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	(4 132)	(2 768)
Activités de financement		
Produit de la dette à long terme, déduction faite des frais d'émission (note 14)	3 470	937
Remboursements de la dette à long terme, déduction faite des coûts liés à l'extinction de la dette, et contrats de location-financement	(1 251)	(1 676)
Emprunts sur les facilités de crédit engagées	5 648	5 892
Remboursements sur les facilités de crédit engagées	(5 299)	(6 290)
Variation des emprunts à court terme, montant net	(413)	472
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais et des dividendes réinvestis (note 17)	58	1 442
Dividendes		
Actions ordinaires, déduction faite des dividendes réinvestis	(786)	(494)
Actions privilégiées	(65)	(67)
Versement de dividendes de filiales aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	(65)	(73)
Autres	30	11
Flux de trésorerie provenant des activités de financement	1 327	154
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(17)	(26)
Variation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(121)	23
Trésorerie et variation de la trésorerie associée aux actifs détenus en vue de la vente	–	15
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	370	332
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	249 \$	370 \$

Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie (note 26)

Se reporter aux notes annexes

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

FORTIS INC.

	Nombre d'actions ordinaires (en millions)	Actions ordinaires (note 17)	Actions privilégiées (note 19)	Surplus d'apport	Cumul des autres éléments de résultat global (note 20)	Bénéfices non distribués	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
<i>Pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019 (en millions de dollars canadiens, sauf le nombre d'actions)</i>								
Au 31 décembre 2019	463,3	13 645 \$	1 623 \$	11 \$	336 \$	2 916 \$	1 582 \$	20 113 \$
Bénéfice net	-	-	-	-	-	1 274	115	1 389
Autres éléments de perte globale	-	-	-	-	(302)	-	(36)	(338)
Actions ordinaires émises	3,5	174	-	(3)	-	-	-	171
Avances consenties aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(13)	(13)
Versement de dividendes de filiales aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(65)	(65)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires (1,965 \$ par action)	-	-	-	-	-	(915)	-	(915)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	-	-	-	-	-	(65)	-	(65)
Autres	-	-	-	3	-	-	4	7
Au 31 décembre 2020	466,8	13 819 \$	1 623 \$	11 \$	34 \$	3 210 \$	1 587 \$	20 284 \$
Au 31 décembre 2018	428,5	11 889 \$	1 623 \$	11 \$	928 \$	2 082 \$	1 923 \$	18 456 \$
Bénéfice net	-	-	-	-	-	1 722	130	1 852
Autres éléments de perte globale	-	-	-	-	(592)	-	(75)	(667)
Actions ordinaires émises	34,8	1 756	-	(5)	-	-	-	1 751
Avances consenties aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(8)	(8)
Versement de dividendes de filiales aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(73)	(73)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires (1,855 \$ par action)	-	-	-	-	-	(821)	-	(821)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	-	-	-	-	-	(67)	-	(67)
Cession (note 22)	-	-	-	-	-	-	(318)	(318)
Autres	-	-	-	5	-	-	3	8
Au 31 décembre 2019	463,3	13 645 \$	1 623 \$	11 \$	336 \$	2 916 \$	1 582 \$	20 113 \$

Se reporter aux notes annexes

1. DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

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

Entreprises de services publics réglementés

ITC

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

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 3 233 mégawatts (« MW »), y compris 54 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

FortisBC Energy Inc., la plus importante société réglementée de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique, 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

FortisBC Inc. est une 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

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 »); une participation donnant le contrôle d'environ 60 % dans Caribbean Utilities Company, Ltd. (« Caribbean Utilities »); FortisTCI Limited et Turks and Caicos Utilities Limited (collectivement « FortisTCI »); et une participation en actions de 33 % dans Belize Electricity Limited (« Belize Electricity »).

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019

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 130 MW. FortisOntario se compose de 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.

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. FortisTCI se compose de 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

Actifs de production visés par des contrats à long terme au Belize et 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 capacité de production 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.

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, la formule généralement appliquée tient 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 8).

Nature de la réglementation

Services publics réglementés	Autorité de réglementation	Capitaux propres ordinaires autorisés (%)	RCP autorisé ¹ (%)		Principales caractéristiques
			2020	2019	
ITC ^{2,3}	Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »)	60,0	10,77	10,63	Tarifs établis selon une formule fondée sur les coûts, avec mécanisme d'ajustement annuel ⁴ Suppléments incitatifs
TEP	Arizona Corporation Commission (« ACC ») ⁵	50,0	9,75	9,75	Réglementation fondée sur le coût du service Année témoin historique
	FERC ⁶	54,0	10,40	10,40	Tarifs de transport établis selon une formule
UNS Electric	ACC	52,8	9,50	9,50	
UNS Gas	ACC	50,8	9,75	9,75	
Central Hudson ⁷	New York State Public Service Commission (« PSC »)	50,0	8,80	8,80	Réglementation fondée sur le coût du service Année témoin future
FortisBC Energy	British Columbia Utilities Commission (« BCUC »)	38,5	8,75	8,75	Réglementation fondée sur le coût du service, avec composantes établies selon une formule et incitatifs ⁸
FortisBC Electric	BCUC	40,0	9,15	9,15	Année témoin future
FortisAlberta	Alberta Utilities Commission (« AUC »)	37,0	8,50	8,50	TAR ⁹
Newfoundland Power	Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities	45,0	8,50	8,50	Réglementation fondée sur le coût du service Année témoin future
Maritime Electric	Island Regulatory and Appeals Commission	40,0	9,35	9,35	Réglementation fondée sur le coût du service Année témoin future
FortisOntario ¹⁰	Commission de l'énergie de l'Ontario	40,0	8,52 à 9,30	8,78 à 9,30	Réglementation fondée sur le coût du service, avec mécanismes incitatifs
Caribbean Utilities ¹¹	Utility Regulation and Competition Office	s.o.	6,75 à 8,75	7,50 à 9,50	Réglementation fondée sur le coût du service Mécanisme de plafonnement et d'ajustement des tarifs fondé sur les indices des prix à la consommation publiés
FortisTCl ¹²	Gouvernement des îles Turks et Caicos	s.o.	15,00 à 17,50	15,00 à 17,50	Réglementation fondée sur le coût du service Année témoin historique

¹ RAB pour Caribbean Utilities et FortisTCl

² Comprend les capitaux propres ordinaires autorisés et le RCP de base ainsi que les suppléments incitatifs pour ITC Transmission, METC et ITC Midwest

³ Si l'on tient compte des suppléments incitatifs, la décision de mai 2020 de la FERC prévoit un RCP total pour les filiales d'ITC qui exercent leurs activités dans la région de Midcontinent Independent System Operator (« MISO ») de 10,77 %, en hausse comparativement à 10,63 % selon la décision de novembre 2019. Se reporter à « Faits nouveaux importants en matière de réglementation » ci-dessous

⁴ L'ajustement annuel est reflété dans les tarifs des deux années subséquentes

⁵ Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2021, capitaux propres ordinaires autorisés de 53 % et RCP de 9,15 % avec rendement de 0,20 % sur l'écart d'évaluation. Se reporter à « Répercussions de la pandémie de COVID-19 – Instances réglementaires retardées et reportées » ci-dessous

⁶ Approuvé avec prise d'effet le 1^{er} août 2019; peut donner lieu à un remboursement à la suite des procédures d'audience et de règlement. Au 31 décembre 2020, une réserve de 19 millions \$ (2019 – 5 millions \$) avait été constituée au titre du passif réglementaire

⁷ Aux termes d'une entente de règlement tarifaire triennale découlant d'une demande tarifaire générale déposée en 2017, les tarifs de Central Hudson reflètent une structure du capital comprenant 48 %, 49 % et 50 % de capitaux propres ordinaires à compter des 1^{er} juillet 2018, 2019 et 2020, respectivement. Se reporter à « Répercussions de la pandémie de COVID-19 – Instances réglementaires retardées et reportées » ci-dessous

⁸ La formule et les incitatifs ont été établis jusqu'en 2024. Se reporter à « Faits nouveaux importants en matière de réglementation » ci-dessous

⁹ FortisAlberta est assujettie à la TAR, y compris les mécanismes liés aux coûts transférés et aux dépenses d'investissement qui ne sont pas autrement recouverts au moyen des tarifs facturés aux clients. L'actuelle période d'application de la TAR de FortisAlberta prendra fin le 31 décembre 2022

¹⁰ Deux des entreprises de services publics de FortisOntario ont recours à la réglementation fondée sur le coût du service avec mécanismes incitatifs, tandis que l'autre entreprise de services publics est assujettie à un accord de concession de 35 ans expirant en 2033

¹¹ 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

¹² Exerce ses activités en vertu de licences de 50 ans accordées par le gouvernement des îles Turks et Caicos arrivant respectivement à expiration en 2036 et en 2037

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019

2. RÉGLEMENTATION (suite)

Répercussions de la pandémie de COVID-19

La pandémie du nouveau coronavirus (« COVID-19 ») a donné lieu à l'offre de plusieurs mesures d'allègement aux clients ainsi qu'au retard et au report de plusieurs instances réglementaires en 2020, comme il est mentionné ci-après. Les instances réglementaires importantes visant la Société, y compris l'instance concernant la demande tarifaire générale de TEP ainsi que l'instance liée au coût du capital générique de FortisAlberta pour 2021 et celle liée à la politique de l'Alberta Electric System Operator (l'« AESO ») sur les apports des clients, avaient pris fin à la fin de 2020.

Mesures d'allègement offertes aux clients

UNS Energy

Conformément aux mesures d'allègement offertes aux clients par l'entreprise de services publics et approuvées par l'ACC, TEP a remboursé aux clients un montant d'environ 11 millions \$ au titre des fonds liés à la gestion axée sur la demande perçus en excédent des coûts liés au programme.

En décembre 2020, l'ACC a mis en œuvre un programme de crédits de facturation et de reports de paiement à l'intention des clients des services d'électricité résidentiels qui accusent un retard dans le paiement de leurs factures d'électricité en raison de la pandémie de COVID-19; ce programme prévoit l'inscription automatique à un plan de paiement échelonné sur huit mois offert aux clients admissibles. TEP a volontairement mis en place des modalités de paiement pour ses clients commerciaux.

Central Hudson

En mars 2020, en accord avec la PSC, Central Hudson a reporté jusqu'au 1^{er} juillet 2021 le recouvrement, à même les tarifs facturés aux clients, de coûts différés d'environ 4 millions \$ principalement liés à des obligations environnementales.

FortisBC Energy et FortisBC Electric

En avril 2020, conformément aux mesures d'allègement offertes aux clients par les entreprises de services publics et approuvées par la BCUC, FortisBC Energy et FortisBC Electric ont offert des reports de factures de trois mois à certaines catégories de clients, et le remboursement de ces factures a débuté au cours du troisième trimestre de 2020. La BCUC a également autorisé le report de produits autrement irrécouvrables auprès des clients. Le recouvrement de ces produits sera déterminé dans le cadre d'une demande tarifaire future une fois que l'incidence financière de la pandémie sera connue.

Instances réglementaires retardées et reportées

UNS Energy

Demande tarifaire générale : TEP a présenté une demande tarifaire en avril 2019, établie sur la base de 2018. En décembre 2020, l'ACC a publié une ordonnance tarifaire prévoyant de nouveaux tarifs qui seront facturés aux clients à compter du 1^{er} janvier 2021 (l'« ordonnance tarifaire de 2020 »). Cette ordonnance prévoit notamment : i) une augmentation des produits non liés au combustible de 77 millions \$ (58 millions \$ US); ii) un RCP autorisé de 9,15 %, avec un rendement de 0,20 % sur l'écart d'évaluation et une structure du capital composée à 53 % de capitaux propres; iii) une base tarifaire d'environ 3,5 milliards \$ (2,7 milliards \$ US) qui inclut les investissements postérieurs à l'année témoin dans l'unité 2 de Gila River et dans dix génératrices à moteurs alternatifs à combustion interne au gaz naturel.

Central Hudson

Tarifs pour 2020 : En juin 2020, la PSC a approuvé la demande de Central Hudson visant le report, du 1^{er} juillet 2020 au 1^{er} octobre 2020, de l'augmentation prévue des tarifs de livraison de l'électricité et du gaz, reflétant une hausse de la composante capitaux propres de sa structure du capital, qui est passée de 49 % à 50 %. Les produits différés liés au report seront perçus durant la période de neuf mois se terminant le 30 juin 2021.

Instance relative à la COVID-19 : En juin 2020, la PSC a amorcé une instance générale afin de déterminer et de gérer l'incidence de la pandémie de COVID-19. L'issue de cette instance ainsi que son éventuelle incidence ne sont pas connues à l'heure actuelle.

FortisAlberta

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 étaient nécessaires pour établir la structure du capital pour les années durant lesquelles la formule du RCP est en place. En octobre 2020, compte tenu du temps écoulé depuis le début de l'instance et de l'incertitude économique qui se poursuit, l'AUC a conclu l'instance et fixé à 8,5 % le RCP pour 2021, selon une structure du capital composée à 37 % de capitaux propres, soit la même proportion qu'en 2020. En décembre 2020, l'AUC a amorcé une nouvelle instance liée au coût du capital générique afin d'établir les paramètres du coût du capital pour 2022 et, possiblement, pour au moins une autre année subséquente. Cette instance devrait se poursuivre au cours de 2021.

Autres entreprises d'électricité

Caribbean Utilities : En août 2020, le Utility Regulation and Competition Office a approuvé le report au 1^{er} janvier 2021 de son ajustement des tarifs annuel prévu pour le 1^{er} juin 2020, afin d'atténuer l'incidence économique de la pandémie de COVID-19 sur les clients. Les produits différés liés au report seront recouverts sur une période de deux ans à compter de janvier 2021.

FortisTCl : En février 2020, le gouvernement des îles Turcs et Caïcos a approuvé une augmentation moyenne de 6,8 % des tarifs d'électricité de FortisTCl, à compter du 1^{er} avril 2020, y compris le recouvrement des coûts liés aux ouragans engagés en 2017. En mars 2020, afin d'alléger l'incidence économique de la pandémie de COVID-19 sur les clients, la date de prise d'effet a été reportée, et les nouveaux tarifs ont pris effet le 22 juillet 2020.

FortisTCl a présenté une demande d'approbation réglementaire aux fins du report de ses charges d'exploitation supplémentaires liées à la pandémie de COVID-19. Elle a obtenu cette approbation en décembre 2020, ce qui lui permet de reporter des coûts d'environ 1,5 million \$, lesquels seront amortis sur la durée d'utilité résiduelle de 15 ans des licences de FortisTCl.

Faits nouveaux importants en matière de réglementation

ITC

Plaintes relatives au RCP : En mai 2020, la FERC a émis une ordonnance dans le cadre d'une nouvelle audience portant sur sa décision de novembre 2019 au sujet des plaintes relatives au RCP déposées par les propriétaires de lignes de transport membres de MISO, et a établi le RCP de base pour la période allant de novembre 2013 à février 2015 puis à partir de septembre 2016 à 10,02 %, jusqu'à un maximum de 12,62 % compte tenu des suppléments incitatifs. Cela représente une augmentation par rapport au RCP de base de 9,88 %, jusqu'à un maximum de 12,24 % compte tenu des suppléments incitatifs, établis dans la décision de novembre 2019 de la FERC. Si l'on tient compte des suppléments incitatifs, la décision de mai 2020 de la FERC prévoit un RCP total pour les filiales d'ITC qui exercent leurs activités dans la région de MISO de 10,77 %, en hausse comparativement à 10,63 % selon la décision de novembre 2019.

Aux 31 décembre 2020 et 2019, un passif réglementaire net de 6 millions \$ et de 91 millions \$, respectivement, avait été comptabilisé afin de refléter : i) les modalités des décisions de mai 2020 et de novembre 2019; et ii) le montant de 42 millions \$ remboursé aux clients en 2020. La décision de mai 2020 de la FERC a donné lieu à une hausse de 29 millions \$ du bénéfice net de Fortis en 2020, y compris une reprise de passifs constitués au cours des périodes précédentes de 27 millions \$ (2019 – la décision de novembre 2019 de la FERC a donné lieu à une hausse de 63 millions \$ du bénéfice net de Fortis, y compris une reprise de passifs constitués au cours des périodes précédentes de 83 millions \$).

Révision de la politique d'incitation liée au transport d'électricité : En mars 2020, la FERC a publié un avis d'ébauche de règle comprenant une proposition de mise à jour de sa politique d'incitation liée au transport d'électricité pour les propriétaires de réseaux de transport, y compris ITC, afin d'accorder des incitations aux projets en fonction des avantages pour les clients en matière de fiabilité et d'économie de coûts grâce à la réduction de la congestion. La FERC a proposé des incitations liées au RCP pouvant aller jusqu'à 250 points de base, qui ne seraient pas limitées par la borne supérieure de la fourchette des taux raisonnables du RCP de base. L'ébauche de règle proposait aussi, entre autres, la suppression du supplément lié au RCP pour les propriétaires de lignes de transport indépendantes, et l'augmentation du supplément lié au RCP pour la participation des propriétaires de lignes de transport régionales. Les commentaires des parties prenantes, y compris ITC, ont été transmis à la FERC jusqu'en juillet 2020. L'issue de ces instances pourrait avoir une incidence sur les suppléments incitatifs futurs inclus dans les tarifs de transport facturés par les propriétaires de lignes de transport, dont ITC.

Central Hudson

Demande tarifaire générale : En août 2020, Central Hudson a déposé une demande tarifaire auprès de la PSC prévoyant une augmentation de 44 millions \$ et de 19 millions \$, respectivement, des produits tirés de la livraison d'électricité et de gaz naturel, avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2021. Une ordonnance de la PSC est attendue en 2021.

FortisBC Energy et FortisBC Electric

Demandes d'approbation du plan pluriannuel d'établissement des tarifs : En juin 2020, la BCUC a rendu une décision à l'égard des demandes d'approbation du plan pluriannuel d'établissement des tarifs de FortisBC Energy et de FortisBC Electric pour la période allant de 2020 à 2024. La décision établit le cadre d'établissement des tarifs pour une période de cinq ans, y compris : i) le niveau de charges d'exploitation et d'entretien et de capital-développement à inclure dans les tarifs facturés aux clients, indexé pour tenir compte de l'inflation, déduction faite d'un facteur d'ajustement fixe appliqué selon la productivité; ii) une approche fondée sur les prévisions en ce qui a trait aux investissements de maintien; iii) un fonds d'innovation qui reconnaît le besoin d'accélérer l'investissement dans l'innovation en matière d'énergie propre; iv) un partage à parts égales entre les clients et les entreprises de services publics des écarts par rapport au RCP autorisé. Au quatrième trimestre de 2020, la BCUC a approuvé : i) la hausse des tarifs de livraison avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2020; ii) l'augmentation des tarifs de livraison pour 2021, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2021, pour refléter les modalités de cette décision.

Instance liée au coût du capital générique : En janvier 2021, la BCUC a émis un avis selon lequel elle compte amorcer une instance liée au coût du capital générique au deuxième trimestre de 2021; cette instance comprendra un examen de la composante capitaux propres de la structure du capital ainsi que du RCP autorisé avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2022.

FortisAlberta

Demande tarifaire de 2018 auprès du gestionnaire de réseau indépendant : 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 interdisait à FortisAlberta de faire des investissements futurs aux termes de la politique et exigeait 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 novembre 2020, l'AUC a publié une décision qui : i) annule les modifications proposées visant la politique de l'AESO sur les apports des clients et fait en sorte que FortisAlberta conserve ses apports de clients non amortis; ii) prescrit la modification du taux d'amortissement des apports à l'AESO afin de refléter les paramètres des installations de transport sous-jacentes. FortisAlberta a ajusté la durée d'utilité estimée et le taux d'amortissement connexe des apports à l'AESO non amortis, ce qui a donné lieu à une réduction de la dotation à l'amortissement et à une diminution connexe des produits en 2020.

L'AUC a amorcé une nouvelle instance en novembre 2020, afin de déterminer si la politique de l'AESO sur les apports des clients devrait être modifiée sur une base prospective. Une décision est attendue au deuxième trimestre de 2021.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019

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 22). 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 pertes de crédit

Fortis et ses filiales comptabilisent une correction de valeur pour pertes de crédit (2019 – correction de valeur pour créances douteuses) afin de réduire les débiteurs pour tenir compte des montants estimés comme étant irrécouvrables. La correction de valeur pour pertes de crédit est estimée en fonction des modèles de recouvrement historiques, des ventes et des conditions économiques et autres conditions, actuelles et prévues. 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 des obligations 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 8), 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 41 millions \$ pour 2020 (2019 – 40 millions \$), est comptabilisée comme une déduction des charges financières, et la composante capitaux propres est comptabilisée dans les autres produits (note 23). 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.

Pour FortisAlberta, le coût des immobilisations corporelles comprend les apports obligatoires à l'AESO afin de financer la construction d'installations de transport.

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 2020 ont varié de 0,9 % à 39,8 % (2019 – 0,9 % à 35,0 %). Pour 2020, 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 2,5 % (2019 – 2,6 %).

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

<i>(exercices)</i>	2020		2019	
	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	32
Gaz	18–95	38	15–95	36
Transport				
Électricité	20–90	43	20–90	43
Gaz	10–85	35	5–85	32
Production	1–85	24	1–85	25
Autres	2–70	14	3–70	14

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 33,0 % pour 2020 (2019 – entre 1,0 % et 33,0 %).

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>	2020		2019	
	Fourchette des durées d'utilité	Durée d'utilité résiduelle moyenne pondérée	Fourchette des durées d'utilité	Durée d'utilité résiduelle moyenne pondérée
Logiciels	3–15	4	3–10	4
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	43–90	56	43–90	58
Autres	10–100	12	10–100	12

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.

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.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

Goodwill

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

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 de chaque unité 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. Lorsqu'une évaluation quantitative s'avère nécessaire, 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 nets sont actualisées. 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 8).

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 8).

Contrats de location

Un actif au titre du droit d'utilisation et une obligation locative sont comptabilisés pour tous les contrats de location dont la durée est de plus de 12 mois. L'actif au titre du droit d'utilisation et l'obligation locative sont évalués à la valeur actualisée des paiements de loyers futurs, sauf les paiements variables fondés sur l'utilisation ou le rendement. Les paiements de loyers 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.

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 ventes d'énergie sont évaluées 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 réglemente 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 5), 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. Les UAD, UALR et UAR émises avant 2020 représentent des attributions réglées en trésorerie, et les UAR émises en 2020 représentent des attributions réglées en trésorerie ou en actions, selon le type de règlement choisi et les exigences d'actionnariat du dirigeant. 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 2020 était de 52,36 \$ (2019 – 53,97 \$). 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 2020 était de 1,00 \$ US pour 1,27 \$ CA (2019 – 1,00 \$ US pour 1,30 \$ 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 1,34 \$ CA en 2020 (2019 – 1,00 \$ US pour 1,33 \$ 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.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

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.

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 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 8).

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

Fortis, ITC et UNS Energy se servent à l'occasion 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 certaines 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 et BECOL 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 recouvrée auprès des clients ou remboursée à ces derniers à même les tarifs futurs, sont comptabilisées comme des actifs ou des passifs réglementaires (note 8).

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 3,4 milliards \$ au 31 décembre 2020 (2019 – 2,8 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 16) 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

Instruments financiers

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2020, la Société a adopté l'Accounting Standards Update (l'« ASU ») no 2016-13, *Measurement of Credit Losses on Financial Instruments*, qui exige l'utilisation de prévisions raisonnables et justifiables dans l'estimation des pertes de crédit et la comptabilisation des pertes attendues lors de la comptabilisation initiale d'un instrument financier, en plus de l'utilisation des faits passés et des conditions actuelles. La nouvelle directive requiert également la présentation d'informations quantitatives et qualitatives relatives aux fluctuations de la correction de valeur pour pertes de crédit des actifs financiers qui entrent dans le champ d'application de la directive. L'adoption n'a eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés et les informations à fournir connexes.

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.

Futures prises de position faisant autorité en comptabilité

La Société se penche sur l'applicabilité et l'incidence de toutes les ASU publiées par le Financial Accounting Standards Board. Toute ASU n'étant pas incluse dans les états financiers consolidés a été évaluée et jugée non applicable pour la Société, ou comme n'ayant pas d'incidence significative future sur les états financiers consolidés.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019

4. INFORMATION SECTORIELLE

Généralités

Fortis répartit ses activités selon le territoire de réglementation et le territoire de service, et selon les informations utilisées par son chef de la direction pour répartir les ressources. La performance sectorielle est évaluée principalement 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 2020, ni en 2019.

Les soldes, transactions et bénéfices intersociétés entre des entités non réglementées et des entités réglementées, qui ne sont pas éliminés au moment de la consolidation, sont présentés ci-après.

<i>(en millions)</i>	2020	2019
Location de la capacité de stockage de gaz et ventes de gaz par Aitken Creek à FortisBC Energy	25 \$	23 \$
Vente de capacité de l'Expansion de Waneta à FortisBC Electric ¹	-	17

¹ Reflète les montants liés à la cession de la centrale hydroélectrique pour l'Expansion de Waneta, le 16 avril 2019 (note 22)

Au 31 décembre 2020, les débiteurs comprenaient environ 28 millions \$ à recevoir de Belize Electricity (2019 – 8 millions \$).

Périodiquement, Fortis accorde du financement à court terme à ses filiales aux fins des dépenses d'investissement, des acquisitions et des besoins saisonniers en fonds de roulement. Au 31 décembre 2020, aucun prêt intersectoriel significatif n'était en cours (2019 – prêts intersectoriels de 279 millions \$ en cours). Les intérêts imputés sur les prêts intersectoriels en 2020 et en 2019 n'étaient pas significatifs.

Exercice clos le 31 décembre 2020 (en millions)	ACTIVITÉS RÉGLEMENTÉES							ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES				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	Éliminations inter- sectorielles	
Produits	1 744 \$	2 260 \$	953 \$	1 385 \$	596 \$	424 \$	1 485 \$	8 847 \$	88 \$	– \$	– \$	8 935 \$
Coûts de l'approvisionnement énergétique	–	847	232	468	–	119	893	2 559	3	–	–	2 562
Charges d'exploitation	438	627	503	341	148	117	194	2 368	30	39	–	2 437
Amortissements	295	330	90	237	212	61	183	1 408	16	4	–	1 428
Bénéfice d'exploitation	1 011	456	128	339	236	127	215	2 512	39	(43)	–	2 508
Autres produits, montant net	40	40	31	8	2	5	10	136	5	13	–	154
Charges financières	324	125	48	142	104	72	77	892	–	150	–	1 042
Charge d'impôt sur le résultat	179	69	20	29	1	4	21	323	5	(97)	–	231
Bénéfice net	548	302	91	176	133	56	127	1 433	39	(83)	–	1 389
Participations ne donnant pas le contrôle	99	–	–	1	–	–	15	115	–	–	–	115
Dividendes sur actions privilégiées	–	–	–	–	–	–	–	–	–	65	–	65
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	449 \$	302 \$	91 \$	175 \$	133 \$	56 \$	112 \$	1 318 \$	39 \$	(148)\$	– \$	1 209 \$
Goodwill	7 810 \$	1 758 \$	574 \$	913 \$	228 \$	235 \$	247 \$	11 765 \$	27 \$	– \$	– \$	11 792 \$
Total de l'actif	20 358	10 802	3 939	7 695	5 084	2 441	4 261	54 580	745	209	(53)	55 481
Dépenses d'investissement	1 182	1 200	339	471	420	135	273	4 020	19	–	–	4 039
Exercice clos le 31 décembre 2019 (en millions)												
Produits	1 761 \$	2 212 \$	917 \$	1 331 \$	598 \$	418 \$	1 467 \$	8 704 \$	82 \$	– \$	(3)\$	8 783 \$
Coûts de l'approvisionnement énergétique	–	814	254	438	–	121	890	2 517	3	–	–	2 520
Charges d'exploitation	489	650	451	333	145	107	188	2 363	36	56	(3)	2 452
Amortissements	270	297	79	235	214	62	171	1 328	20	2	–	1 350
Profit sur cession	–	–	–	–	–	–	–	–	–	577	–	577
Bénéfice d'exploitation	1 002	451	133	325	239	128	218	2 496	23	519	–	3 038
Autres produits, montant net	37	28	17	16	2	4	2	106	2	30	–	138
Charges financières	290	130	46	136	104	72	77	855	–	180	–	1 035
Charge d'impôt sur le résultat	174	57	19	39	6	6	20	321	(1)	(31)	–	289
Bénéfice net	575	292	85	166	131	54	123	1 426	26	400	–	1 852
Participations ne donnant pas le contrôle	104	–	–	1	–	–	17	122	8	–	–	130
Dividendes sur actions privilégiées	–	–	–	–	–	–	–	–	–	67	–	67
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	471 \$	292 \$	85 \$	165 \$	131 \$	54 \$	106 \$	1 304 \$	18 \$	333 \$	– \$	1 655 \$
Goodwill	7 970 \$	1 794 \$	586 \$	913 \$	228 \$	235 \$	251 \$	11 977 \$	27 \$	– \$	– \$	12 004 \$
Total de l'actif	19 799	10 205	3 726	7 305	4 831	2 328	4 185	52 379	711	641	(327)	53 404
Dépenses d'investissement	1 148	915	317	463	423	106	295	3 667	28	25	–	3 720

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019

5. PRODUITS

<i>(en millions)</i>	2020	2019
Produits liés à l'électricité et au gaz		
États-Unis		
ITC	1 726 \$	1 697 \$
UNS Energy	2 019	1 966
Central Hudson	941	894
Canada		
FortisBC Energy	1 336	1 289
FortisAlberta	580	576
FortisBC Electric	358	362
Newfoundland Power	707	671
Maritime Electric	215	209
FortisOntario	222	206
Caraiïbes		
Caribbean Utilities	238	270
FortisTCI	77	85
Total des produits liés à l'électricité et au gaz	8 419	8 225
Produits liés aux autres services ¹	325	374
Produits tirés de contrats conclus avec des clients	8 744	8 599
Revenus alternatifs ²	64	116
Autres produits des activités ordinaires	127	68
Total des produits	8 935 \$	8 783 \$

¹ Comprend des montants de 227 millions \$ et de 273 millions \$ liés aux activités réglementées pour 2020 et 2019, respectivement

² Comprend des ajustements du RCP de base de 40 millions \$ et de 91 millions \$ liés aux décisions de la FERC rendues en mai 2020 et en novembre 2019, respectivement (notes 2 et 8)

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, lesquels comprennent le transfert des coûts des produits de base.

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) 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 des services publics de Fortis 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 8). 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.

FortisBC Energy et FortisBC Electric ont recours à un mécanisme de partage des bénéfices qui prévoit le partage en parts égales des écarts par rapport au RCP autorisé en 2020 (2019 – écarts par rapport aux charges d'exploitation et de maintenance et aux dépenses d'investissement estimées d'après une formule). Ce mécanisme demeurera en vigueur jusqu'à l'expiration de l'actuel régime pluriannuel s'échelonnant de 2020 à 2024. En outre, les écarts entre les prévisions et les tarifs réels en fonction de l'utilisation des clients, de même que les produits tirés des clients industriels et des autres clients, sont enregistrés dans un compte de stabilisation des produits et dans un compte de report des transferts, dont les montants seront remboursés aux clients ou recouverts 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 reports réglementaires de FortisBC Energy et de FortisBC Electric, qui reflètent les écarts au titre du recouvrement des coûts par rapport aux prévisions.

6. DÉBITEURS ET AUTRES ACTIFS COURANTS

<i>(en millions)</i>	2020	2019
Créances clients	595 \$	504 \$
Créances non facturées	571	601
Correction de valeur pour pertes de crédit ¹	(64)	(35)
	1 102	1 070
Impôt à recevoir	72	35
Autres ²	195	192
	1 369 \$	1 297 \$

¹ Correction de valeur pour créances douteuses à l'exercice 2019

² 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 et la juste valeur des instruments dérivés (note 27)

Correction de valeur pour pertes de crédit

Le tableau suivant présente la variation du solde de la correction de valeur pour pertes de crédit au cours de l'exercice 2020.

<i>(en millions)</i>	2020
Solde au début de l'exercice	(35) \$
Pertes de crédit passées en charges	(36)
Pertes de crédit différées (note 2)	(6)
Radiations, déduction faite des recouvrements	14
Change	(1)
Solde à la fin de l'exercice	(64) \$

Le tableau suivant présente la variation du solde de la correction de valeur pour créances douteuses au cours de l'exercice 2019.

<i>(en millions)</i>	2019
Solde au début de l'exercice	(33) \$
Créances douteuses passées en charges	(21)
Radiations, déduction faite des recouvrements	18
Change	1
Solde à la fin de l'exercice	(35) \$

7. STOCKS

<i>(en millions)</i>	2020	2019
Matériaux et fournitures	297 \$	294 \$
Gaz et combustible stockés	101	69
Stocks de charbon	24	31
	422 \$	394 \$

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019

8. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

(en millions)	2020	2019
Actifs réglementaires		
Impôt différé (notes 3 et 24)	1 697 \$	1 556 \$
Avantages du personnel futurs (notes 3 et 25)	588	530
Coûts de gestion de l'énergie différés ¹	334	279
Comptes de stabilisation tarifaire et comptes connexes ²	213	208
Charges locatives différées ³	122	116
Report relatif à la remise en état des centrales au gaz (note 16)	107	81
Dérivés (notes 3 et 27)	73	119
Coûts de mise hors service anticipée liée à la production ⁴	55	88
Autres actifs réglementaires ⁵	399	406
Total des actifs réglementaires	3 588	3 383
Moins : tranche courante	(470)	(425)
Actifs réglementaires à long terme	3 118 \$	2 958 \$
Passifs réglementaires		
Impôt différé (notes 3 et 24)	1 361 \$	1 440 \$
Provision pour coûts d'enlèvement d'immobilisations (note 3)	1 206	1 187
Comptes de stabilisation tarifaire et comptes connexes ²	104	166
Supplément de facturation au titre de l'énergie renouvelable ⁶	100	94
Passif lié à l'efficacité énergétique ⁷	83	101
Avantages du personnel futurs (notes 3 et 25)	43	45
Compte modérateur des tarifs de l'électricité et du gaz ⁸	28	45
Passif au titre des plaintes relatives au RCP (note 2)	16	91
Autres passifs réglementaires ⁵	162	189
Total des passifs réglementaires	3 103	3 358
Moins : tranche courante	(441)	(572)
Passifs réglementaires à long terme	2 662 \$	2 786 \$

- 1) *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 deux à dix ans.
- 2) *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 5).
- 3) *Charges locatives différées*
Les charges locatives différées de FortisBC Electric ont trait principalement au contrat d'achat d'électricité Brilliant (le « contrat BPPA ») (note 15). 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.

- 4) *Coûts de mise hors service anticipée liée à la production*
TEP et les copropriétaires de Navajo Generating Station (« Navajo ») ont procédé à la mise hors service de Navajo en 2019 et ont entamé les activités de démantèlement, lesquelles se poursuivront jusqu'en 2054. TEP a également procédé à la mise hors service des unités 1 et 2 de l'installation de production de Sundt (« Sundt ») en 2019. L'ACC a approuvé le recouvrement des coûts de mise hors service de Navajo et de Sundt sur une période de 10 ans dans le cadre de l'ordonnance tarifaire de 2020 (note 2).
- 5) *Autres actifs et passifs réglementaires*
Comprennent les actifs et les passifs réglementaires dont la valeur individuelle est inférieure à 40 millions \$.
- 6) *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 recouvré 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 9) 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 utilisés aux fins de la conformité à la NER, les coûts et les produits de l'approvisionnement en énergie sont comptabilisés à un montant correspondant.
- 7) *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.
- 8) *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 1 678 millions \$ et 1 510 millions \$ aux 31 décembre 2020 et 2019, 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.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019

9. AUTRES ACTIFS

<i>(en millions)</i>	2020	2019
Régime de retraite supplémentaire à l'intention des dirigeants (« RRSD »)	155 \$	145 \$
Crédits d'énergie renouvelable (note 8)	106	99
Participation en actions – Belize Electricity	80	71
Avantages du personnel futurs (note 25)	66	63
Autres placements	66	43
Contrats de location simple (note 15)	40	46
Régime de rémunération différée	36	30
Participation en actions – société en commandite Wataynikaneyap	12	12
Autres ¹	109	111
	670 \$	620 \$

¹ Comprend la juste valeur des dérivés (note 27)

ITC, UNS Energy et Central Hudson offrent d'autres avantages postérieurs à l'emploi au moyen d'un RRSD et d'un régime de rémunération différée à l'intention des administrateurs et des dirigeants. Les actifs détenus au soutien de ces régimes sont présentés séparément des passifs connexes (note 16). 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 27).

10. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
2020			
Distribution			
Électricité	11 921 \$	(3 223) \$	8 698 \$
Gaz	5 546	(1 422)	4 124
Transport			
Électricité	15 888	(3 413)	12 475
Gaz	2 360	(719)	1 641
Production	6 441	(2 550)	3 891
Autres	4 178	(1 347)	2 831
Actifs en construction	2 012	–	2 012
Terrains	326	–	326
	48 672 \$	(12 674) \$	35 998 \$
2019			
Distribution			
Électricité	11 396 \$	(3 125) \$	8 271 \$
Gaz	5 277	(1 330)	3 947
Transport			
Électricité	15 207	(3 293)	11 914
Gaz	2 267	(681)	1 586
Production	6 380	(2 472)	3 908
Autres	4 042	(1 327)	2 715
Actifs en construction	1 329	–	1 329
Terrains	318	–	318
	46 216 \$	(12 228) \$	33 988 \$

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 Aitken Creek.

Au 31 décembre 2020, 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 d'électricité éolienne pour UNS Energy.

Le coût des immobilisations corporelles faisant l'objet de contrats de location-financement au 31 décembre 2020 s'établissait à 322 millions \$ (2019 – 514 millions \$), et l'amortissement cumulé connexe était de 111 millions \$ (2019 – 206 millions \$) (note 15).

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 2020, les participations dans les centrales détenues conjointement se composaient principalement de ce qui suit :

<i>(en millions, sauf indication contraire)</i>	Participation <i>(%)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Réseaux de transport	1,0 à 80,0	980 \$	(381) \$	599 \$
Installations communes de Springerville ¹	86,0	505	(251)	254
Unité 1 de San Juan (« San Juan »)	50,0	370	(304)	66
Installations de manutention de charbon de Springerville	83,0	268	(121)	147
Unités 4 et 5 de Four Corners (« Four Corners »)	7,0	235	(97)	138
Installations communes de Gila River	50,0	108	(36)	72
Installation Luna Energy (« Luna »)	33,3	74	(2)	72
		2 540 \$	(1 192) \$	1 348 \$

¹ En décembre 2020, TEP a acheté une participation indivise supplémentaire de 32,2 % dans les installations communes de Springerville. Les installations communes étaient antérieurement comptabilisées dans les contrats de location-financement (note 15). Également en décembre 2020, TEP a vendu une participation de 14 % dans les installations communes de Springerville.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019

11. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
2020			
Logiciels	932 \$	(524) \$	408 \$
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	898	(142)	756
Autres	114	(64)	50
Actifs en construction	77	-	77
	2 021 \$	(730) \$	1 291 \$
2019			
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
	2 019 \$	(759) \$	1 260 \$

Le coût des droits fonciers, des droits de transport et des droits d'usage de l'eau au 31 décembre 2020 comprenait un montant de 136 millions \$ (2019 – 133 millions \$) non amortissable. La dotation aux amortissements a été de 131 millions \$ pour 2020 (2019 – 125 millions \$). L'amortissement devrait s'établir en moyenne à environ 81 millions \$ pour chacun des cinq prochains exercices.

12. GOODWILL

<i>(en millions)</i>	2020	2019
Solde au début de l'exercice	12 004 \$	12 530 \$
Incidence du change ¹	(212)	(526)
Solde à la fin de l'exercice	11 792 \$	12 004 \$

¹ 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 2020 et en 2019, aucune perte de valeur au titre du goodwill n'a été comptabilisée par la Société.

13. CRÉDITEURS ET AUTRES PASSIFS COURANTS

<i>(en millions)</i>	2020	2019
Dettes fournisseurs	707 \$	754 \$
Rémunération et avantages du personnel à payer	248	229
Dividendes à verser	241	228
Impôts à payer autres que l'impôt sur le résultat	224	223
Intérêts à payer	215	212
Dépôts de clients et autres dépôts	214	226
Coûts du gaz et du combustible à payer	188	225
Juste valeur des dérivés (note 27)	56	83
Remise en état des centrales au gaz (note 16)	31	31
Avantages du personnel futurs (note 25)	26	24
Autres	171	167
	2 321 \$	2 402 \$

14. DETTE À LONG TERME

(en millions)	Date d'échéance	2020	2019
<i>ITC</i>			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,31 % (2019 – 4,46 %)	2024–2055	2 755 \$	2 624 \$
Billets de premier rang garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,00 % (2019 – 4,26 %)	2040–2055	923	747
Billets de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 3,61 % (2019 – 3,79 %)	2022–2043	4 136	3 312
Billet d'actionnaire non garanti en dollars américains – taux fixe de 6,00 % (2019 – 6,00 %)	2028	253	258
Convention d'emprunts à terme non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 2,35 %	s.o.	–	260
<i>UNS Energy</i>			
Obligations non garanties exonérées d'impôts en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 4,34 % (2019 – 4,64 %)	2029–2030	362	603
Billets non garantis à taux fixe en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 3,86 % (2019 – 4,38 %)	2021–2050	2 704	1 851
<i>Central Hudson</i>			
Billets non garantis en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 3,94 % (2019 – 4,27 %)	2021–2060	1 078	986
<i>FortisBC Energy</i>			
Débiteures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 4,72 % (2019 – 4,87 %)	2026–2050	2 995	2 795
<i>FortisAlberta</i>			
Débiteures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 4,49 % (2019 – 4,64 %)	2024–2052	2 360	2 185
<i>FortisBC Electric</i>			
Débiteures garanties – taux fixe de 8,80 % (2019 – 8,80 %)	2023	25	25
Débiteures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 4,87 % (2019 – 5,05 %)	2021–2050	785	710
<i>Autres entreprises d'électricité</i>			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties à fonds d'amortissement – taux fixe moyen pondéré de 5,61 % (2019 – 6,14 %)	2022–2060	634	571
Obligations hypothécaires de premier rang garanties – taux fixe moyen pondéré de 5,66 % (2019 – 5,66 %)	2025–2061	220	220
Billets de premier rang non garantis – taux fixe moyen pondéré de 4,45 % (2019 – 4,45 %)	2041–2048	152	152
Billets et obligations de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 4,41 % (2019 – 4,53 %)	2022–2049	648	645
<i>Siège social et autres</i>			
Billets et billets à ordre de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 3,81 % (2019 – 3,80 %)	2021–2044	2 685	2 903
Débiteures non garanties – taux fixe de 6,50 % (2019 – 6,50 %)	2039	200	200
Billets de premier rang non garantis – taux fixe de 2,85 % (2019 – 2,85 %)	2023	500	500
Emprunts sur les facilités de crédit classés à long terme		980	640
Ajustement de la juste valeur – acquisition d'ITC		119	133
Total de la dette à long terme (note 27)		24 514	22 320
Moins : coûts de financement différés et escomptes sur la dette		(147)	(129)
Moins : tranche courante de la dette à long terme		(1 254)	(690)
		23 113 \$	21 501 \$

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019

14. 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.

Certaines conventions d'emprunt à long terme comportent des clauses qui 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

(en millions, sauf indication contraire)	Mois de l'émission	Taux d'intérêt (en %)	Échéance	Montant (en \$)	Affectation du produit
<i>ITC</i>					
Convention d'emprunt à terme non garanti	Janvier	¹	2021	75 US	2,3
Convention d'emprunt à terme non garanti ⁴	Janvier	⁵	2021	200 US	4
Billets de premier rang non garantis	Mai	2,95	2030	700 US	2,3,6
Obligations hypothécaires de premier rang	Juillet	3,13	2051	180 US	2,3,7
Billets de premier rang garantis	Octobre	3,02	2055	150 US	2,3,7,8
<i>UNS Energy</i>					
Billets de premier rang non garantis	Avril	4,00	2050	350 US	2,3
Billets de premier rang non garantis	Août	1,50	2030	300 US	7
Billets de premier rang non garantis	Septembre	2,17	2032	50 US	2,3
<i>Central Hudson</i>					
Billets de premier rang non garantis	Mai	3,42	2050	30 US	3
Billets de premier rang non garantis	Juillet	3,62	2060	30 US	3,7
Billets de premier rang non garantis	Septembre	2,03	2030	40 US	8
Billets de premier rang non garantis	Novembre	2,03	2030	30 US	3,7
<i>FortisBC Energy</i>					
Débetures non garanties	Juillet	2,54	2050	200	7
<i>FortisAlberta</i>					
Débetures de premier rang non garanties	Décembre	2,63	2051	175	2
<i>FortisBC Electric</i>					
Débetures non garanties	Mai	3,12	2050	75	2
<i>Newfoundland Power</i>					
Obligations hypothécaires de premier rang à fonds d'amortissement	Avril	3,61	2060	100	2,3
<i>FortisTCl</i>					
Billets de premier rang non garantis	Juin/octobre	5,30	2035	30 US	7,8
Billets de premier rang non garantis	Octobre/décembre	3,25	2030	10 US	3

¹⁾ Taux variable correspondant au LIBOR à un mois, majoré de 0,45 %

²⁾ Remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit

³⁾ Fins générales de la Société

⁴⁾ Le montant maximal pouvant être emprunté en vertu de cette convention, soit 400 millions \$ US, a été prélevé; pour la période considérée, les emprunts ont servi à rembourser l'encours du papier commercial.

⁵⁾ Taux variable correspondant au LIBOR à deux mois, majoré de 0,60 %

⁶⁾ Remboursement anticipé d'un emprunt à terme non garanti de 400 millions \$ US

⁷⁾ Financement de dépenses d'investissement

⁸⁾ Remboursement de la dette à long terme arrivant à échéance

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>(en millions)</i>	Total
2021	1 254 \$
2022	823
2023	1 786
2024	1 088
2025	484
Par la suite	19 079
	24 514 \$

En décembre 2020, 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 2,0 milliards \$. Au 31 décembre 2020, un montant de 2,0 milliards \$ demeurait disponible aux termes du prospectus préalable de base simplifié.

Facilités de crédit

<i>(en millions)</i>	Entreprises de services publics réglementés	Siège social et autres	2020	2019
Total des facilités de crédit	3 700 \$	1 881 \$	5 581 \$	5 590 \$
Facilités de crédit utilisées :				
Emprunts à court terme ¹	(132)	–	(132)	(512)
Dette à long terme (y compris la tranche courante) ²	(714)	(266)	(980)	(640)
Lettres de crédit en cours	(77)	(53)	(130)	(114)
Facilités de crédit inutilisées	2 777 \$	1 562 \$	4 339 \$	4 324 \$

¹⁾ Le taux d'intérêt moyen pondéré était d'environ 0,8 % (2019 – 3,2 %).

²⁾ Le taux d'intérêt moyen pondéré était d'environ 0,9 % (2019 – 2,4 %). La tranche courante se chiffrait à 651 millions \$ (2019 – 252 millions \$).

Les facilités de crédit sont principalement conclues auprès de grandes banques canadiennes et américaines, aucune banque ne détenant plus d'environ 25 % du total de ces facilités. Une tranche d'environ 5,3 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités engagées qui viennent à échéance entre 2021 et 2025.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019

14. DETTE À LONG TERME (suite)

Les facilités de crédit consolidées d'environ 5,6 milliards \$ au 31 décembre 2020 sont présentées en détail ci-dessous.

<i>(en millions)</i>	Montant <i>(en \$)</i>	Échéance
Facilités de crédit renouvelables confirmées non garanties		
Entreprises de services publics réglementés		
ITC ¹	900 US	Octobre 2023
UNS Energy	500 US	Octobre 2022
Central Hudson	200 US	Mars 2025
FortisBC Energy	700	Août 2024
FortisAlberta	250	Août 2024
FortisBC Electric	150	Avril 2024
Autres entreprises d'électricité	190	²
Autres entreprises d'électricité	70 US	Janvier 2025
Siège social et autres	1 850	³
Autres facilités		
Entreprises de services publics réglementés		
Central Hudson – facilité de crédit non engagée	30 US	s.o.
FortisBC Energy – facilité de crédit non engagée	55	Mars 2022
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	Juin 2021
Siège social et autres – facilité non renouvelable non garantie	30	s.o.

¹ ITC dispose également d'un programme de papier commercial d'un montant de 400 millions \$ US, aux termes duquel un montant de 67 millions \$ US était en cours au 31 décembre 2020, lequel est présenté dans les emprunts à court terme.

² 40 millions \$ en juin 2021, 50 millions \$ en février 2022 et 100 millions \$ en août 2024

³ 500 millions \$ en avril 2021, 50 millions \$ en avril 2022 et 1,3 milliard \$ en juillet 2024

15. 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 21 ans et qui prévoient des options de renouvellement. Certains contrats de location prévoient des paiements de loyers 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 35 ans.

Les contrats de location sont présentés dans les bilans consolidés comme suit :

<i>(en millions)</i>	2020	2019
Contrats de location simple		
Autres actifs	40 \$	46 \$
Créditeurs et autres passifs courants	(7)	(8)
Autres passifs	(33)	(38)
Contrats de location-financement ^{1,2}		
Actifs réglementaires	122 \$	116 \$
Immobilisations corporelles, montant net	211	308
Créditeurs et autres passifs courants	(2)	(24)
Contrats de location-financement	(331)	(413)

¹ FortisBC Electric détient un contrat de location-financement relativement au contrat BPPA (note 8), 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.

² En décembre 2020, TEP a acheté une participation indivise de 32,2 % dans les installations communes de Springerville, qui étaient auparavant louées (note 10).

Les composantes de la charge locative s'établissaient comme suit :

<i>(en millions)</i>	2020	2019
Coût lié aux contrats de location simple	10 \$	10 \$
Coût lié aux contrats de location-financement :		
Amortissement	14	17
Intérêts	34	48
Coût variable lié aux contrats de location	20	39
Total du coût lié aux contrats de location	78 \$	114 \$

Au 31 décembre 2020, la valeur actualisée des paiements de loyers minimaux s'établissait comme suit :

<i>(en millions)</i>	Contrats de location simple	Contrats de location-financement	Total
2021	8 \$	33 \$	41 \$
2022	7	34	41
2023	6	34	40
2024	4	34	38
2025	3	34	37
Par la suite	22	1 056	1 078
	50	1 225	1 275
Moins : intérêts implicites	(10)	(892)	(902)
Total des obligations liées aux contrats de location	40	333	373
Moins : tranche courante	(7)	(2)	(9)
	33 \$	331 \$	364 \$

Les informations supplémentaires liées aux contrats de location s'établissaient comme suit :

<i>(en millions, sauf indication contraire)</i>	2020	2019
Durée résiduelle moyenne pondérée des contrats de location <i>(en années)</i>		
Contrats de location simple	10	10
Contrats de location-financement	35	27
Taux d'actualisation moyen pondéré (%)		
Contrats de location simple	4,0	4,1
Contrats de location-financement	5,1	4,8
Paiements en trésorerie liés aux obligations locatives		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation affectés aux contrats de location simple	(10) \$	(10) \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation affectés aux contrats de location-financement	(2)	(47)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement affectés aux contrats de location-financement	(25)	(16)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement affectés aux contrats de location-financement	(87)	(212)

Se reporter à la note 26 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.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019

16. AUTRES PASSIFS

<i>(en millions)</i>	2020	2019
Avantages du personnel futurs (note 25)	905 \$	832 \$
Dépôts de clients et autres dépôts	132	70
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 3)	130	148
Régimes de rémunération fondée sur des actions (note 21)	86	83
Remise en état des centrales au gaz ¹	69	48
Juste valeur des dérivés (note 27)	50	68
Obligations liées à la remise en état de mines ²	47	43
Contrat de vente d'énergie au détail ³	46	-
Régime de rémunération différée (note 9)	43	33
Contrats de location simple	33	38
Autres	58	83
	1 599 \$	1 446 \$

- 1) Aux termes des règles environnementales, Central Hudson doit inspecter les sites où elle 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 2020, une obligation de 96 millions \$ a été comptabilisée, dont une tranche courante de 27 millions \$ a été comptabilisée dans les créditeurs et autres passifs courants (note 13). 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 8).
- 2) 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 recouvrés 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 61 millions \$ 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.
- 3) FortisAlberta a conclu une entente d'une durée de huit ans avec un fournisseur d'énergie au détail existant, en vertu de laquelle elle continuera d'agir à titre de détaillant par défaut pour les clients admissibles en vertu de l'option de vente au détail réglementée. Dans le cadre de cette entente, FortisAlberta a reçu un paiement initial en 2020, qui sera amorti dans les résultats sur la durée de l'entente.

17. 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.

18. BÉNÉFICE PAR ACTION ORDINAIRE

Le bénéfice par action (« BPA ») ordinaire dilué est calculé selon la méthode des actions propres pour les options.

	2020			2019		
	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires <i>(en millions \$)</i>	Nombre moyen pondéré d'actions <i>(en millions)</i>	BPA <i>(en \$)</i>	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	Nombre moyen pondéré d'actions	BPA
BPA de base	1 209 \$	464,8	2,60 \$	1 655 \$	436,8	3,79 \$
Incidence des options sur actions potentiellement dilutives	-	0,6	-	-	0,7	-
BPA dilué	1 209 \$	465,4	2,60 \$	1 655 \$	437,5	3,78 \$

19. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Autorisé

Un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et de second rang, sans valeur nominale.

Émises et en circulation	2020		2019	
	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions)	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions)
Actions privilégiées de premier rang				
Série F	5 000	122 \$	5 000	122 \$
Série G	9 200	225	9 200	225
Série H	7 665	188	7 025	172
Série I	2 335	57	2 975	73
Série J	8 000	196	8 000	196
Série K	10 000	244	10 000	244
Série M	24 000	591	24 000	591
	66 200	1 623 \$	66 200	1 623 \$

Les caractéristiques des actions privilégiées de premier rang se présentent comme suit :

Actions privilégiées de premier rang ^{1,2}	Rendement initial (en %)	Dividende annuel (en \$)	Rendement de l'action rajusté (en %)	Date d'option de rachat ou de conversion	Valeur de rachat (en \$)	Droit de convertir à raison de une pour une
Taux fixe perpétuel						
Série F	4,90	1,2250	–	Actuellement rachetables	25,00	–
Série J ³	4,75	1,1875	–	Actuellement rachetables	25,25	–
Taux fixe rajusté ^{4,5}						
Série G	5,25	1,0983	2,13	1 ^{er} septembre 2023	25,00	–
Série H ⁶	4,25	0,4588	1,45	1 ^{er} juin 2025	25,00	Série I
Série K	4,00	0,9823	2,05	1 ^{er} mars 2024	25,00	Série L
Série M	4,10	0,9783	2,48	1 ^{er} décembre 2024	25,00	Série N
Taux variable rajusté ^{5,7}						
Série I	2,10	–	1,45	1 ^{er} juin 2025	25,00	Série H
Série L	–	–	–	–	–	Série K
Série N	–	–	–	–	–	Série M

¹⁾ 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.

²⁾ 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.

³⁾ Les actions privilégiées de premier rang de série J peuvent être rachetées à compter du 1^{er} décembre 2021, et par la suite, en contrepartie d'une somme de 25,00 \$ par action.

⁴⁾ 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.

⁵⁾ 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.

⁶⁾ Le taux du dividende annuel par action pour les actions privilégiées de premier rang, série H, a été rajusté, passant de 0,6250 \$ à 0,4588 \$, pour la période de cinq ans allant du 1^{er} juin 2020, inclusivement, au 1^{er} juin 2025, exclusivement.

⁷⁾ 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.

Le 1^{er} juin 2020, 267 341 actions privilégiées de premier rang, série H, ont été converties à raison de une pour une en actions privilégiées de premier rang, série I, alors que 907 577 actions privilégiées de premier rang, série I, ont été converties à raison de une pour une en actions privilégiées de premier rang, série H.

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.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019

20. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

(en millions)

	Solde d'ouverture	Variation nette	Solde de clôture
2020			
Profits (pertes) de change latents			
Investissements nets dans des établissements à l'étranger	713 \$	(336) \$	377 \$
Couvertures d'investissements nets dans des établissements à l'étranger	(359)	60	(299)
Charge d'impôt sur le résultat	(3)	(3)	(6)
	351	(279)	72
Autres			
Couvertures de flux de trésorerie <i>(note 27)</i>	17	(21)	(4)
Pertes latentes au titre des avantages du personnel futurs <i>(note 25)</i>	(38)	(11)	(49)
Économie d'impôt sur le résultat	6	9	15
	(15)	(23)	(38)
Cumul des autres éléments de bénéfice global	336 \$	(302) \$	34 \$
2019			
Profits (pertes) de change latents			
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)
	936	(585)	351
Autres			
Couvertures de flux de trésorerie <i>(note 27)</i>	11	6	17
Pertes latentes au titre des avantages du personnel futurs <i>(note 25)</i>	(20)	(18)	(38)
Économie d'impôt sur le résultat	1	5	6
	(8)	(7)	(15)
Cumul des autres éléments de bénéfice global	928 \$	(592) \$	336 \$

21. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

Options sur actions

Des dirigeants 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 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 2020 et en 2019.

	2020	2019
Options attribuées (en milliers)	686	852
Prix d'exercice (en \$) ¹	58,40	47,57
Juste valeur à la date d'attribution (en \$)	4,20	3,70
Hypothèses d'évaluation :		
Rendement de l'action (en %) ²	3,7	3,8
Volatilité attendue (en %) ³	15,8	15,2
Taux d'intérêt sans risque (en %) ⁴	1,2	1,8
Durée de vie moyenne pondérée attendue (en années) ⁵	5,2	5,6

¹ Cours moyen pondéré en fonction des volumes des cinq jours précédant immédiatement la date d'attribution

² Reflète le rendement de l'action annuel moyen jusqu'à la date d'attribution et la durée de vie moyenne pondérée attendue des options

³ Reflète les données historiques sur une période correspondant à la durée de vie moyenne pondérée attendue des options

⁴ 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

⁵ Reflète les données historiques

Le tableau ci-dessous résume les renseignements sur les options sur actions pour 2020.

	Total des options		Options dont les droits n'ont pas été acquis ¹	
	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 début de l'exercice	3 418	41,18 \$	1 910	3,43 \$
Attribuées	686	58,40 \$	686	4,20 \$
Exercées	(825)	39,21 \$	s.o.	s.o.
Dont les droits ont été acquis	s.o.	s.o.	(807)	3,25 \$
Annulées/frappées de déchéance	(17)	50,02 \$	(17)	3,79 \$
Options en circulation à la fin de l'exercice	3 262	45,26 \$	1 772	3,81 \$
Options dont les droits sont acquis à la fin de l'exercice ²	1 490	39,40 \$		

¹ Au 31 décembre 2020, 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.

² Au 31 décembre 2020, 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 19 millions \$.

Le tableau ci-dessous présente d'autres renseignements sur les options sur actions.

	2020	2019
<i>(en millions)</i>		
Options sur actions exercées :		
Trésorerie reçue au titre du prix d'exercice	32 \$	51 \$
Valeur intrinsèque réalisée par les employés	15	22

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019

21. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS (suite)

Régime d'UAD

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.

	2020	2019
Nombre d'unités (en milliers)		
Solde au début de l'exercice	165	177
Attribuées	25	29
Dividendes fictifs réinvestis	6	6
Réglées	(49)	(47)
Solde à la fin de l'exercice	147	165

La charge à payer a été comptabilisée selon le cours moyen pondéré en fonction des volumes respectifs au 31 décembre (note 3) et incluse dans les autres passifs à long terme (note 16). La charge à payer, la charge de rémunération et la distribution en trésorerie pour 2020 et 2019 sont non significatives.

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, 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'acquisition des droits, 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.

	2020	2019
Nombre d'unités (en milliers)		
Solde au début de l'exercice	2 118	1 763
Attribuées	586	690
Dividendes fictifs réinvestis	71	73
Réglées	(735)	(357)
Annulées/frappées de déchéance	(64)	(51)
Solde à la fin de l'exercice	1 976	2 118
Renseignements supplémentaires (en millions)		
Charge de rémunération comptabilisée	58 \$	74 \$
Charge de rémunération non comptabilisée ¹	32	35
Distribution en trésorerie	54	16
Charge à payer aux 31 décembre ²	108	106
Valeur intrinsèque totale aux 31 décembre ³	140	141

¹⁾ Liée aux UALR dont les droits ne sont pas encore acquis et devrait être comptabilisée sur une période moyenne pondérée de deux ans

²⁾ Comptabilisée selon le cours moyen pondéré en fonction des volumes respectif au 31 décembre et incluse dans les crédettes et autres passifs courants et dans les autres passifs à long terme (notes 13 et 16)

³⁾ Liée aux UALR en circulation et reflète une durée de vie contractuelle moyenne pondérée de un an

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, ils possèdent une valeur sous-jacente correspondant à la valeur d'une action ordinaire de la Société, ils donnent droit à des dividendes sur actions ordinaires fictifs proportionnels et ils sont réglés en trésorerie ou, à compter des attributions pour 2020, en actions ordinaires de la Société. Les UAR attribuées en 2020 peuvent être réglées en trésorerie ou en actions ordinaires, ou en trésorerie et en actions ordinaires à proportions égales, selon le type de règlement choisi par les dirigeants et à condition que les exigences en matière d'actionnariat soient respectées.

Le tableau ci-dessous résume les renseignements sur les UAR.

	2020	2019
Nombre d'unités (en milliers)		
Solde au début de l'exercice	1 050	717
Attribuées	356	429
Dividendes fictifs réinvestis	37	35
Réglées	(355)	(92)
Annulées/frappées de déchéance	(40)	(39)
Solde à la fin de l'exercice	1 048	1 050
Renseignements supplémentaires (en millions)		
Charge de rémunération comptabilisée	20 \$	24 \$
Charge de rémunération non comptabilisée ¹	15	17
Distribution en trésorerie	19	4
Charge à payer aux 31 décembre ²	39	39
Valeur intrinsèque totale aux 31 décembre ³	54	56

¹⁾ Liée aux UAR dont les droits ne sont pas encore acquis et devrait être comptabilisée sur une période moyenne pondérée de deux ans

²⁾ Comptabilisée selon le cours moyen pondéré en fonction des volumes respectif au 31 décembre et incluse dans les créditeurs et autres passifs courants et dans les autres passifs à long terme (notes 13 et 16)

³⁾ Liée aux UAR en circulation et reflète une durée de vie contractuelle moyenne pondérée de un an

22. 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.

Jusqu'à la date de cession, compte non tenu du profit susmentionné, l'Expansion de Waneta a fourni un apport de 17 millions \$ au bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat, dont une tranche de 51 % revenant à Fortis.

23. AUTRES PRODUITS, MONTANT NET

(en millions)	2020	2019
Composante capitaux propres de la PFUPC	78 \$	74 \$
Bénéfice lié à une participation	20	(1)
Profits sur dérivés	13	17
Produits d'intérêts	13	16
Profit lié au remboursement d'une dette	-	11
Autres	30	21
	154 \$	138 \$

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019

24. 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.

(en millions)	2020	2019
Actifs d'impôt différé, montant brut		
Passifs réglementaires	527 \$	588 \$
Reports en avant de pertes fiscales et de crédits d'impôt	494	532
Avantages du personnel futurs	175	165
Pertes de change latentes sur la dette à long terme ¹	33	40
Autres	83	88
	1 312	1 413
Réduction de valeur ¹	(22)	(22)
Actifs d'impôt différé, montant net	1 290 \$	1 391 \$
Passifs d'impôt différé, montant brut		
Immobilisations corporelles	(4 253) \$	(3 986) \$
Actifs réglementaires	(263)	(269)
Immobilisations incorporelles	(118)	(105)
	(4 634)	(4 360)
Passifs d'impôt différé, montant net	(3 344) \$	(2 969) \$

¹⁾ Ces actifs d'impôt différé peuvent servir seulement dans la mesure où la Société dispose de gains en capital pouvant contrebalancer les pertes en capital sous-jacentes. La direction est d'avis qu'il est plus probable qu'improbable qu'il existe une insuffisance de fonds de 22 millions \$ à cet égard; par conséquent, la Société a comptabilisé une réduction de valeur de 22 millions \$. En se fondant sur les tendances historiques des bénéfices imposables de Fortis, la direction estime que Fortis générera les bénéfices nécessaires, dans l'avenir, pour réaliser tous les autres actifs d'impôt différé.

Économies d'impôt non comptabilisées

(en millions)	2020	2019
Solde au début de l'exercice	36 \$	38 \$
Ajouts liés à l'exercice considéré	3	5
Ajustements liés aux exercices précédents	(6)	(7)
Solde à la fin de l'exercice	33 \$	36 \$

Les économies d'impôt non comptabilisées, si elles étaient comptabilisées, réduiraient la charge d'impôt de 1 million \$ en 2020. Fortis n'a pas comptabilisé de charges d'intérêts en 2020 et en 2019 relativement à des avantages fiscaux non comptabilisés.

Charge d'impôt sur le résultat

(en millions)	2020	2019
Au Canada		
Bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat	333 \$	901 \$
Charge d'impôt exigible	20	49
Charge d'impôt différé	(16)	42
Total au Canada	4 \$	91 \$
À l'étranger		
Bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat	1 287 \$	1 240 \$
Charge d'impôt exigible	(15)	(7)
Charge d'impôt différé	242	205
Total à l'étranger	227 \$	198 \$
Charge d'impôt sur le résultat	231 \$	289 \$

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.

<i>(en millions, sauf indication contraire)</i>	2020	2019
Bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat	1 620 \$	2 141 \$
Taux d'imposition fédéral et provincial canadien combiné prévu par la loi <i>(en %)</i>	30,0	28,5
Taux d'imposition fédéral et provincial attendu prévu par la loi	486 \$	610 \$
Diminution découlant des éléments suivants :		
Différentiels de taux prévus par la loi à l'étranger et autres	(145)	(124)
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)
PFUJPC	(20)	(16)
Effets de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés :		
Écart entre l'amortissement déclaré aux fins fiscales et celui présenté aux fins comptables	(56)	(48)
Éléments capitalisés aux fins comptables, mais passés en charges aux fins fiscales	(26)	(17)
Autres	(8)	(10)
Charge d'impôt sur le résultat	231 \$	289 \$
Taux d'imposition effectif <i>(en %)</i>	14,3	13,5

Reports d'impôt

<i>(en millions)</i>	Échéance	2020
Au Canada		
Pertes en capital	s.o.	27 \$
Pertes autres qu'en capital	2035-2040	200
Autres crédits d'impôt	2026-2040	2
		229
Montants non comptabilisés		(26)
		203
À l'étranger		
Pertes d'exploitation nettes – fédéral et États	2021-2040	2 971
Autres crédits d'impôt	2022-2040	34
		3 005
Total des reports d'impôt comptabilisés		3 208 \$

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 2020 de la Société peuvent toujours faire l'objet d'un contrôle fiscal dans les territoires canadiens, et les années d'imposition de 2011 à 2020, dans les territoires des États-Unis.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019

25. 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 2017 pour la Société; du 31 décembre 2018 pour FortisBC Energy et FortisBC Electric (régime des employés syndiqués); du 31 décembre 2019 pour les autres régimes de FortisBC Electric et pour Newfoundland Power, FortisAlberta et FortisOntario; du 31 décembre 2020 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.

Répartition des actifs des régimes

(% moyen pondéré)	Répartition cible		2019
	en 2020	2020	
Titres de participation	46	48	47
Titres à revenu fixe	47	45	46
Titres immobiliers	6	6	6
Trésorerie et autres	1	1	1
	100	100	100

Juste valeur des actifs des régimes

(en millions)	Niveau 1 ¹	Niveau 2 ¹	Niveau 3 ¹	Total
2020				
Titres de participation	713 \$	1 163 \$	– \$	1 876 \$
Titres à revenu fixe	197	1 580	–	1 777
Titres immobiliers	–	17	204	221
Titres de sociétés fermées	–	–	20	20
Trésorerie et autres	8	17	–	25
	918 \$	2 777 \$	224 \$	3 919 \$
2019				
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
	801 \$	2 521 \$	229 \$	3 551 \$

¹ Se reporter à la note 27 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)	2020	2019
Solde au début de l'exercice	229 \$	215 \$
(Perte) rendement sur les actifs des régimes	(2)	19
Conversion des devises	(1)	(2)
Achats, ventes et règlements	(2)	(3)
Solde à la fin de l'exercice	224 \$	229 \$

Situation de capitalisation

(en millions)	Régimes de retraite à prestations définies		Régimes d'AAPE	
	2020	2019	2020	2019
Variation de l'obligation au titre des prestations¹				
Solde au début de l'exercice	3 632 \$	3 207 \$	712 \$	655 \$
Coûts des services	98	77	32	27
Cotisations des employés	17	16	2	2
Coût financier	113	124	22	25
Prestations versées	(162)	(144)	(27)	(27)
Pertes actuarielles	350	439	62	46
(Crédits) coûts liés aux services passés/ modifications des régimes	–	1	(3)	4
Conversion des devises	(53)	(88)	(11)	(20)
Solde à la fin de l'exercice ^{2,3}	3 995 \$	3 632 \$	789 \$	712 \$
Variation de la valeur des actifs des régimes				
Solde au début de l'exercice	3 208 \$	2 830 \$	343 \$	293 \$
Rendement réel des actifs des régimes	444	523	55	62
Prestations versées	(155)	(138)	(27)	(27)
Cotisations des employés	17	18	2	2
Cotisations de l'employeur	62	53	28	28
Conversion des devises	(48)	(78)	(10)	(15)
Solde à la fin de l'exercice ⁴	3 528 \$	3 208 \$	391 \$	343 \$
Situation de capitalisation	(467) \$	(424) \$	(398) \$	(369) \$
Présentation du bilan				
Actifs à long terme (note 9)	58 \$	46 \$	8 \$	17 \$
Passifs courants (note 13)	(13)	(12)	(13)	(12)
Passifs à long terme (note 16)	(512)	(458)	(393)	(374)
	(467) \$	(424) \$	(398) \$	(369) \$

¹⁾ 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.

²⁾ 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 3 679 millions \$ au 31 décembre 2020 (2019 – 3 352 millions \$).

³⁾ 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.

⁴⁾ L'augmentation des actifs des régimes de retraite à prestations définies et des régimes d'AAPE est attribuable aux rendements des marchés.

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 2020, l'obligation s'élevait à 3 290 millions \$, comparativement à des actifs des régimes de 2 777 millions \$ (2019 – 2 971 millions \$ et 2 511 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 2020, l'obligation s'élevait à 3 037 millions \$, comparativement à des actifs des régimes de 2 741 millions \$ (2019 – 2 752 millions \$ et 2 478 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 2020, l'obligation s'élevait à 589 millions \$, comparativement à des actifs des régimes de 183 millions \$ (2019 – 537 millions \$ et 151 millions \$, respectivement).

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019

25. AVANTAGES DU PERSONNEL FUTURS (suite)

Coût net des prestations ¹

(en millions)	Régimes de retraite à prestations définies		Régimes d'AAPE	
	2020	2019	2020	2019
Coûts des services	98 \$	77 \$	32 \$	27 \$
Coût financier	113	124	22	25
Rendement prévu des actifs des régimes	(176)	(161)	(19)	(16)
Amortissement des écarts actuariels	33	24	(5)	(4)
Amortissement des crédits liés aux services passés/ modifications des régimes	(1)	(1)	(2)	(7)
Ajustements réglementaires	-	2	4	3
	67 \$	65 \$	32 \$	28 \$

¹⁾ 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	
	2020	2019	2020	2019
Écarts actuariels nets non amortis	42 \$	32 \$	(1) \$	(2) \$
Coûts liés aux services passés non amortis	1	1	7	7
Économie d'impôt sur le résultat	(10)	(8)	(1)	(1)
Cumul des autres éléments de bénéfice global	33 \$	25 \$	5 \$	4 \$
Écarts actuariels nets	517 \$	486 \$	12 \$	(18) \$
Crédits liés aux services passés	(7)	(9)	(8)	(8)
Autres reports réglementaires	13	15	18	19
	523 \$	492 \$	22 \$	(7) \$
Actifs réglementaires (note 8)	523 \$	492 \$	65 \$	38 \$
Passifs réglementaires (note 8)	-	-	(43)	(45)
Actifs (passifs) réglementaires, montant net	523 \$	492 \$	22 \$	(7) \$

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.

<i>(en millions)</i>	Régimes de retraite à prestations définies		Régimes d'AAPE	
	2020	2019	2020	2019
Pertes actuarielles nettes de l'exercice considéré	9 \$	11 \$	1 \$	– \$
Coûts liés aux services passés/modifications des régimes	–	–	–	5
Amortissement des pertes actuarielles	1	1	–	–
Conversion des devises	–	1	–	–
Économie d'impôt sur le résultat	(2)	(5)	–	–
Total comptabilisé dans le résultat global	8 \$	8 \$	1 \$	5 \$
Pertes actuarielles nettes de l'exercice considéré	69 \$	64 \$	25 \$	3 \$
Coûts (crédits) liés aux services passés/ modifications des régimes	–	–	(3)	–
Amortissement des écarts actuariels	(31)	(23)	5	4
Amortissement des (coûts) crédits liés aux services passés	2	(1)	3	8
Conversion des devises	(7)	(10)	–	–
Ajustements réglementaires	(2)	–	(1)	(8)
Total comptabilisé au titre des actifs réglementaires	31 \$	30 \$	29 \$	7 \$

Principales hypothèses

<i>(% moyen pondéré)</i>	Régimes de retraite à prestations définies		Régimes d'AAPE	
	2020	2019	2020	2019
Taux d'actualisation au cours de l'exercice ¹	3,16	4,05	3,22	4,10
Taux d'actualisation aux 31 décembre	2,63	3,20	2,64	3,25
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes ²	5,52	5,78	5,28	5,50
Taux de croissance de la rémunération	3,34	3,33	–	–
Croissance tendancielle du coût des soins de santé aux 31 décembre ³	–	–	4,61	4,62

¹ 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.

² 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.

³ Le taux tendanciel du coût des soins de santé moyen pondéré projeté pour 2021 est de 5,91 % et devrait diminuer au cours des 11 prochaines années pour s'établir à 4,61 % en 2031 et demeurer à ce niveau par la suite.

Versements de prestations prévus

<i>(en millions)</i>	Paiements au titre des régimes de retraite à prestations définies	Paiements au titre des régimes d'AAPE
2021	163 \$	27 \$
2022	165	28
2023	170	30
2024	174	31
2025	180	32
2026 à 2030	984	174

Au cours de 2021, la Société prévoit verser des cotisations de 49 millions \$ aux régimes de retraite à prestations définies et de 33 millions \$ aux régimes d'AAPE.

En 2020, la Société a passé en charges 42 millions \$ (2019 – 39 millions \$) aux fins des régimes de retraite à cotisations définies.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019

26. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

<i>(en millions)</i>	2020	2019
Sommes versées (reçues)		
Intérêts	1 027 \$	1 007 \$
Impôt sur le résultat	(26)	(37)
Variation du fonds de roulement		
Débiteurs et autres actifs courants	(84) \$	1 \$
Charges payées d'avance	(15)	(8)
Stocks	(36)	(13)
Actifs réglementaires – tranche courante	(49)	(75)
Créditeurs et autres passifs courants	(100)	(8)
Passifs réglementaires – tranche courante	(150)	(65)
	(434) \$	(168) \$
Activités d'investissement et de financement sans effet sur la trésorerie		
Dépenses d'investissement courues	400 \$	382 \$
Dividendes sur actions ordinaires réinvestis	114	299
Apports sous forme d'aide à la construction	13	15
Actifs au titre de droits d'utilisation obtenus en échange d'obligations liées aux contrats de location simple	3	55
Exercice d'options sur actions contre des actions ordinaires	3	5
Contrats de location-financement	2	88

27. 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.

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 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 2020, des pertes latentes de 73 millions \$ (2019 – 119 millions \$) avaient été comptabilisées à titre d'actifs réglementaires et des profits latents de 17 millions \$ (2019 – 2 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 par le marché qui intègre 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 et n'ont pas été significatifs en 2020 et en 2019.

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 113 millions \$ et des durées de un an à trois ans échéant à diverses dates jusqu'en janvier 2023. La juste valeur est évaluée au moyen d'une approche par le résultat, fondée sur les courbes des taux à terme. Les profits latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur sont comptabilisés dans les autres produits, montant net, et n'ont pas été significatifs en 2020 et en 2019.

Contrats de change

La Société détient des contrats de change libellés en dollars américains pour aider à atténuer l'exposition à la volatilité des taux de change. Ces contrats expirent à diverses dates jusqu'en février 2022 et ont une valeur nominale combinée de 245 millions \$. La juste valeur est évaluée à l'aide de renseignements provenant de tiers indépendants. Les profits latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur sont comptabilisés dans les autres produits, montant net, et n'ont pas été significatifs en 2020 et en 2019.

Swaps de taux d'intérêt

ITC a conclu des swaps de taux d'intérêt différés pour gérer le risque de taux d'intérêt lié aux emprunts prévus. Les swaps, dont la valeur nominale combinée s'élevait à 611 millions \$, ont été résiliés en mai 2020 à la suite de l'émission de billets de premier rang de 700 millions \$ US. Des pertes réalisées de 31 millions \$ ont été comptabilisées dans les autres éléments du résultat global et font l'objet d'un reclassement en résultat net à titre de composante des charges d'intérêts sur cinq exercices.

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 sont comptabilisés dans les autres produits, montant net, et n'ont pas été significatifs en 2020 et en 2019.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019

27. JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DU RISQUE (suite)

Évaluations de la juste valeur récurrentes

Le tableau suivant présente les actifs et les passifs dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur sur une base récurrente.

(en millions)	Niveau 1 ¹	Niveau 2 ¹	Niveau 3 ¹	Total
Au 31 décembre 2020				
Actif				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{2,3}	- \$	38 \$	- \$	38 \$
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ²	-	6	-	6
Contrats de change et swaps sur rendement total ²	16	-	-	16
Autres placements ⁴	126	-	-	126
	142 \$	44 \$	- \$	186 \$
Passif				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{3,5}	- \$	(94) \$	- \$	(94) \$
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ⁵	-	(12)	-	(12)
	- \$	(106) \$	- \$	(106) \$
Au 31 décembre 2019				
Actif				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{2,3}	- \$	22 \$	- \$	22 \$
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ²	-	8	-	8
Contrats de change, swaps de taux d'intérêt et swaps sur rendement total ²	14	4	-	18
Autres placements ⁴	121	-	-	121
	135 \$	34 \$	- \$	169 \$
Passif				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{3,5}	(1) \$	(138) \$	- \$	(139) \$
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ⁵	-	(12)	-	(12)
	(1) \$	(150) \$	- \$	(151) \$

¹⁾ 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 de la juste valeur a été utilisée.

²⁾ Inclus au poste Débiteurs et autres actifs courants ou au poste Autres actifs

³⁾ 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, sauf pour les contrats de ventes en gros à long terme et certains contrats de swap sur gaz.

⁴⁾ Inclus au poste Autres actifs

⁵⁾ Inclus au poste Créditeurs 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, ce qui s'applique uniquement à ses contrats d'énergie. Le tableau suivant présente le montant potentiel de la compensation de soldes de contrepartie.

(en millions)	Montant brut comptabilisé dans le bilan	Compensation de soldes de contrepartie des contrats d'énergie	Garanties en trésorerie reçues/fournies	Montant net
Au 31 décembre 2020				
Actifs dérivés	44 \$	26 \$	10 \$	8 \$
Passifs dérivés	(106)	(26)	(9)	(71)
Au 31 décembre 2019				
Actifs dérivés	30 \$	22 \$	10 \$	(2) \$
Passifs dérivés	(151)	(22)	(2)	(127)

Volume des activités liées aux dérivés

Au 31 décembre 2020, la Société détenait plusieurs contrats d'énergie qui seront réglés à diverses dates jusqu'en 2029. Les volumes des dérivés sur électricité et sur gaz naturel étaient les suivants :

	2020	2019
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire¹		
Swaps sur électricité (en GWh)	522	628
Contrats d'achat d'électricité (en GWh)	2 781	3 198
Swaps sur gaz (en PJ)	156	168
Primes liées aux contrats d'achat de gaz (en PJ)	203	241
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire¹		
Contrats de ventes en gros (en GWh)	1 588	1 855
Swaps sur gaz (en PJ)	36	43

¹ « 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. En raison des répercussions de la pandémie de COVID-19, certaines des entreprises de services publics de la Société ont temporairement suspendu les coupures pour non-paiement, reporté les hausses des tarifs des clients et reporté le recouvrement des coûts (note 2). La Société a enregistré une augmentation des débiteurs et, en conséquence, de la correction de valeur pour pertes de crédit au cours de 2020 (note 6).

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 géré au moyen de l'exigence par MISO d'une lettre de crédit ou d'un dépôt en trésorerie correspondant à l'exposition au risque de crédit. 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 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 88 millions \$ au 31 décembre 2020 (2019 – 161 millions \$).

Couvertures d'investissements nets dans des établissements à l'étranger

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 de Belize Electricity est le dollar américain ou est fondée sur la valeur du dollar américain. Le bénéfice et les flux de trésorerie provenant 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. La Société limite cette exposition au moyen d'instruments de couverture.

Au 31 décembre 2020, une tranche de 2,3 milliards \$ US (2019 – 2,2 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, une tranche d'environ 10,2 milliards \$ US (2019 – 9,7 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 2020, la valeur comptable de la dette à long terme, y compris la tranche courante, s'établissait à 24,5 milliards \$ (2019 – 22,3 milliards \$), comparativement à une juste valeur estimative de 29,1 milliards \$ (2019 – 25,3 milliards \$).

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019

28. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Au 31 décembre 2020, les obligations fermes d'achat minimal s'établissaient comme suit :

(en millions)	Total	1 ^e année	2 ^e année	3 ^e année	4 ^e année	5 ^e année	Par la suite
Entente sur la capacité de l'Expansion Waneta ¹	2 576 \$	52 \$	53 \$	54 \$	55 \$	56 \$	2 306 \$
Obligations d'achat de gaz et de combustible ²	2 355	679	453	312	192	124	595
Obligations d'achat d'électricité ³	1 867	249	208	188	191	180	851
CAE renouvelables ⁴	1 380	102	102	101	101	101	873
Convention de servitudes avec ITC ⁵	381	13	13	13	13	13	316
Convention de recouvrement de créances ⁶	112	3	3	3	3	3	97
Contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable ⁷	97	15	14	16	9	7	36
Autres ⁸	116	48	5	4	4	3	52
	8 884 \$	1 161 \$	851 \$	691 \$	568 \$	487 \$	5 126 \$

- 1) FortisBC Electric est partie à un contrat visant l'achat d'électricité de l'Expansion de Waneta pour une durée de 40 ans, à compter d'avril 2015.
- 2) *FortisBC Energy* (1 482 millions \$) : comprend des contrats d'achat de gaz, de transport de gaz et de services d'entreposage qui arrivent à échéance en 2062. FortisBC Energy a des obligations d'achat de gaz qui sont fondées 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 2020.

UNS Energy (747 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 jusqu'en 2040.
- 3) *Maritime Electric* (910 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 décembre 2026.

FortisOntario (599 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 jusqu'en décembre 2030.

FortisBC Electric (295 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^{er} octobre 2013.
- 4) TEP et UNS Electric sont parties à des CAE renouvelables qui viennent à expiration entre 2027 et 2043 et qui exigent que TEP et UNS Electric achètent 100 % de la production de certaines centrales de production d'énergie renouvelable et des CER liés à l'énergie fournie, une fois que ces centrales ont commencé leur exploitation commerciale. Les montants constituent les paiements futurs estimatifs.
- 5) 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, à moins que METC ne produise un avis de non-renouvellement au moins un an à l'avance.
- 6) 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.
- 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) Comprend un paiement de 24 millions \$ à verser en 2021 en vertu de l'entente de construction et de transfert visant le projet éolien Oso Grande conclue par UNS Energy, ainsi que 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. Dans l'éventualité où un prêteur en vertu des conventions d'emprunt 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 \$.

UNS Energy a obtenu des garanties de bonne fin dans le cadre d'ententes de production conjointe visant San Juan, Four Corners et Luna qui arriveront à expiration entre 2022 et 2046, et des garanties de bonne fin liées aux activités de démantèlement à Navajo. En cas de défaut de paiement, les participants ont garanti que chaque participant qui n'est pas en défaut assumera sa quote-part des charges autrement payables par le participant en défaut. En échange, les participants qui ne sont pas en défaut ont le droit de recevoir leur quote-part de la capacité de production du participant en défaut. Dans le cas de Navajo, les participants chercheraient à être dédommagés financièrement par la partie en défaut. Aucun montant maximal n'a été établi relativement à ces garanties, sauf en ce qui concerne Four Corners, pour laquelle un montant maximal de 318 millions \$ est prévu. Au 31 décembre 2020, aucune obligation n'était prévue relativement à ces garanties.

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. L'engagement maximal de Central Hudson est de 94 millions \$, et Central Hudson a fourni une garantie de société mère au titre de cet engagement. Au 31 décembre 2020, aucune obligation n'était prévue relativement à cette garantie.

Au 31 décembre 2020, FortisBC Holdings Inc. (« FHI ») avait des garanties de société mère en cours de 69 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

États du résultat net (en millions \$)	2020	2019 ¹	2018
Produits	8 935	8 783	8 390
Coûts de l'approvisionnement énergétique et charges d'exploitation	4 999	4 972	4 782
Amortissements	1 428	1 350	1 243
Profit sur cession	–	577	–
Autres produits, montant net	154	138	60
Charges financières	1 042	1 035	974
Charge d'impôt sur le résultat	231	289	165
Bénéfice lié aux activités poursuivies	1 389	1 852	1 286
Bénéfice lié aux activités abandonnées, déduction faite de l'impôt	–	–	–
Profit extraordinaire, déduction faite de l'impôt	–	–	–
Bénéfice net	1 389	1 852	1 286
Bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	115	130	120
Bénéfice net attribuable aux actionnaires privilégiés	65	67	66
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 209	1 655	1 100
Bilans (en millions \$)			
Actifs courants	2 612	2 574	3 261
Immobilisations corporelles, immobilisations autres que celles liées aux services publics ² , immobilisations incorporelles	37 289	35 248	33 957
Goodwill	11 792	12 004	12 530
Autres actifs non courants	3 788	3 578	3 303
Total de l'actif	55 481	53 404	53 051
Passifs courants	4 148	4 176	4 252
Dette à long terme (excluant la tranche courante)	23 113	21 501	23 159
Autres passifs non courants	7 936	7 614	7 184
Total du passif	35 197	33 291	34 595
Total des capitaux propres	20 284	20 113	18 456
Flux de trésorerie (en millions \$)			
Activités d'exploitation	2 701	2 663	2 604
Activités d'investissement	(4 132)	(2 768)	(3 252)
Activités de financement, excluant les dividendes	2 243	788	1 254
Dividendes	(916)	(634)	(610)
Statistiques financières			
Taux de rendement de la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires (en %)	7,12	10,40	7,78
Taux de capitalisation (en %) (à la fin de l'exercice)			
Total de la dette et des contrats de location-financement (déduction faite de la trésorerie)	56,8	55,1	59,7
Actions privilégiées	3,7	4,0	3,9
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	39,5	40,9	36,4
Ratio de couverture des intérêts (multiple)			
Dette	2,4	2,9	2,3
Toutes les charges fixes	2,4	2,9	2,3
Total des dépenses d'investissement (en millions \$)	4 177	3 818	3 218
Données par action ordinaire			
Valeur comptable par action (à la fin de l'exercice) (en \$)	36,58	36,49	34,80
Nombre moyen d'actions ordinaires en circulation (en millions)	464,8	436,8	424,7
Bénéfice de base par action ordinaire (en \$)	2,60	3,79	2,59
Dividendes déclarés par action ordinaire (en \$)	1,965	1,855	1,75
Dividendes versés par action ordinaire (en \$)	1,9375	1,8275	1,725
Ratio de distribution des dividendes (en %)	74,5	48,2	66,6
Ratio cours/bénéfice (multiple)	20,0	14,2	17,6
Sommaire des activités boursières (TSX)			
Cours maximal (en \$)	59,28	56,94	47,36
Cours minimal (en \$)	41,52	44,00	39,38
Cours de clôture (en \$)	52,00	53,88	45,51
Volume (en milliers)	441 457	297 490	269 284

¹ 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.

² 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

2017	2016 [†]	2015 [†]	2014 [†]	2013 [†]	2012	2011
8 301	6 838	6 757	5 401	4 047	3 654	3 738
4 611	4 372	4 465	3 690	2 654	2 390	2 547
1 179	983	873	688	541	470	416
-	-	-	-	-	-	-
116	53	197	(25)	(31)	4	38
914	678	553	547	389	366	363
588	145	223	66	32	61	84
1 125	713	840	385	400	371	366
-	-	-	5	-	-	-
-	-	-	-	20	-	-
1 125	713	840	390	420	371	366
97	53	35	11	10	9	9
65	75	77	62	57	47	46
963	585	728	317	353	315	311
2 207	2 166	1 857	1 787	1 296	1 093	1 132
30 749	30 348	20 136	18 304	12 612	10 574	9 937
11 644	12 364	4 173	3 732	2 075	1 568	1 565
3 222	3 026	2 638	2 410	1 925	1 715	1 580
47 822	47 904	28 804	26 233	17 908	14 950	14 214
3 504	3 944	2 638	2 676	2 084	1 350	1 305
20 691	20 817	10 784	9 911	6 424	5 741	5 685
6 878	6 693	5 029	4 534	3 024	2 449	2 281
31 073	31 454	18 451	17 121	11 532	9 540	9 271
16 749	16 450	10 353	9 112	6 376	5 410	4 943
2 756	1 884	1 673	982	899	992	915
(3 025)	(6 891)	(1 368)	(4 199)	(2 164)	(1 096)	(1 115)
932	5 491	(14)	3 627	1 434	396	386
(593)	(441)	(332)	(266)	(248)	(225)	(206)
7,31	5,56	9,75	5,45	8,06	8,06	8,79
59,2	60,6	54,8	56,4	56,2	55,3	57,1
4,4	4,4	8,3	9,1	9,0	9,7	8,3
36,4	35,0	36,9	34,5	34,8	35,0	34,6
2,7	2,1	2,7	1,6	1,9	2,0	2,0
2,7	2,1	2,7	1,6	1,9	2,0	2,0
3 024	2 061	2 243	1 725	1 175	1 146	1 171
31,77	32,31	28,62	24,89	22,38	20,84	20,25
415,5	308,9	278,6	225,6	202,5	190,0	181,6
2,32	1,89	2,61	1,41	1,74	1,66	1,71
1,65	1,55	1,43	1,30	1,25	1,21	1,17
1,625	1,525	1,40	1,28	1,24	1,20	1,16
70,0	80,7	53,6	90,8	71,3	72,3	67,8
19,9	21,9	14,3	27,6	17,5	20,6	19,5
48,73	44,87	42,23	40,83	35,14	34,98	35,45
40,59	35,53	34,16	29,78	29,51	31,70	28,24
46,11	41,46	37,41	38,96	30,45	34,22	33,37
205 261	293 991	172 038	174 566	120 470	115 962	126 341

Renseignements pour les investisseurs

Dates prévues de versement des dividendes* et de publication des résultats

Dates de fermeture des registres

17 mai 2021	19 août 2021
18 novembre 2021	15 février 2022

Dates de versement des dividendes

1 ^{er} juin 2021	1 ^{er} septembre 2021
1 ^{er} décembre 2021	1 ^{er} mars 2022

Dates de publication des résultats

5 mai 2021	29 juillet 2021
29 octobre 2021	11 février 2022

* 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

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
Tél. : 303.262.0600 ou 1.800.962.4284

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 6 mai 2021, à 10 h 30 HAT
L'assemblée se tiendra virtuellement.

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^{er} mars, 1^{er} juin, 1^{er} septembre et 1^{er} décembre, au cours de marché moyen alors en vigueur à la cote de la Bourse de Toronto. En vertu du RRD, un escompte de 2 % est offert aux participants qui achètent, en réinvestissant leurs dividendes, des actions ordinaires à même les actions propres. 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

Dirigeants de Fortis Inc.

David G. Hutchens

Président et chef de la direction

Jocelyn H. Perry

Vice-présidente directrice et chef des finances

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.)

David Sanders, Tucson (Arizona)

Conception et production :

m5 Marketing Communications, St. John's (T.-N.-L.) www.m5.ca

Moveable Inc., Toronto (Ontario) www.moveable.com

Imprimeur :

The Lowe-Martin Group, Ottawa (Ontario)

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

Montréal, 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

David G. Hutchens

Président et chef de la direction, Fortis Inc.

Tucson, Arizona

Jo Mark Zurel * *

Administrateur de sociétés

St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador

* Comité d'audit * Comité des ressources humaines
★ Comité de la gouvernance et de la durabilité

Pour consulter les biographies des membres du conseil d'administration, visitez 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 | TSX/NYSE : FTS
info@fortisinc.com |  @Fortis_NA |  Fortis Inc.