

FORTIS INC. PRÉSENTE SES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE ET DE L'EXERCICE 2023

Le présent communiqué de presse constitue un « communiqué désigné » intégré par renvoi dans le supplément de prospectus de Fortis, daté du 19 septembre 2023, relatif au prospectus préalable de base simplifié de Fortis, daté du 21 novembre 2022.

Fortis Inc. («Fortis» ou la «Société») (TSX/NYSE: FTS), comptant parmi les plus importantes entreprises de services publics réglementés bien diversifiées dans le secteur de l'électricité et du gaz en Amérique du Nord, a publié ses résultats financiers du quatrième trimestre et de l'exercice 2023¹.

Faits saillants

- Un bénéfice net annuel de 1,5 milliard \$, ou 3,10 \$ par action ordinaire, enregistré pour 2023.
- Un bénéfice net ajusté par action ordinaire² de 3,09 \$ pour l'exercice, en hausse par rapport à 2,78 \$ en 2022.
- Des dépenses d'investissement² de 4,3 milliards \$, générant une croissance annuelle de la base tarifaire³ d'environ 6 %.
- La vente d'Aitken Creek a été conclue en novembre 2023; le produit a permis de renforcer davantage le bilan.
- Croissance du dividende sur les actions ordinaires pour la 50^e année consécutive.
- Les émissions du champ d'application 1 ont été réduites de 33 % par rapport aux niveaux de 2019; les objectifs de réduction des émissions sont sur la bonne voie, ce qui soutiendra l'atteinte de la carboneutralité en 2050.

« Nous avons encore cette année enregistré des résultats financiers solides, ce qui témoigne de la mise en œuvre de notre stratégie de croissance des entreprises réglementées », a déclaré David Hutchens, président et chef de la direction de Fortis Inc. « La croissance de la base tarifaire et la conclusion des principales instances réglementaires ont favorisé la croissance du bénéfice d'un exercice à l'autre. Nous avons investi 4,3 milliards \$ pour améliorer la fiabilité, moderniser le réseau et livrer une énergie plus propre aux clients tout en réduisant davantage notre empreinte carbone. »

« L'an dernier, Fortis était fière de célébrer la 50^e année consécutive de hausse du dividende versé aux actionnaires », a déclaré M. Hutchens. « Nous demeurons déterminés à prolonger ce record, tandis que nous mettons en œuvre notre programme d'investissement sur cinq ans de 25 milliards \$ afin de soutenir nos prévisions annuelles de croissance du dividende, qui se situent entre 4 % et 6 % jusqu'en 2028. »

Vente d'Aitken Creek

Le 1^{er} novembre 2023, la vente d'Aitken Creek a été conclue pour un montant d'environ 470 millions \$, y compris les ajustements liés au fonds de roulement et les ajustements de clôture. La date d'entrée en vigueur de la transaction est le 31 mars 2023. Le produit net de la transaction a renforcé davantage le bilan et procuré une plus grande souplesse financière à l'appui de notre stratégie de croissance des services publics réglementés.

Conformément aux PCGR des États-Unis, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (le « bénéfice net ») comptabilisé comprend les résultats d'Aitken Creek jusqu'à la date de cession, soit le 1^{er} novembre 2023. Le bénéfice net ajusté attribuable aux actionnaires ordinaires² (le « bénéfice net ajusté ») reflète les résultats d'Aitken Creek jusqu'au 31 mars 2023.

1. L'information financière est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire.

2. Mesures non conformes aux PCGR des États-Unis – Fortis se sert de mesures financières qui n'ont pas de signification normalisée prescrite par les principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique (les « PCGR des États-Unis »). Ces mesures pourraient ne pas être comparables aux mesures analogues présentées par d'autres entités. Fortis présente ces mesures non conformes aux PCGR des États-Unis parce que la direction et les parties prenantes externes les utilisent pour évaluer la performance financière et les perspectives de la Société. Se reporter au rapprochement des mesures non conformes aux PCGR des États-Unis qui figure dans le présent document.

3. Calculé au moyen d'un taux de change constant entre le dollar américain et le dollar canadien.

Bénéfice net

En 2023, la Société a affiché un bénéfice net de 1,5 milliard \$, ou 3,10 \$ par action ordinaire, comparativement à 1,3 milliard \$, ou 2,78 \$ par action ordinaire, en 2022. La croissance du bénéfice est principalement attribuable à la croissance de la base tarifaire dans l'ensemble de nos services publics et aux nouveaux paramètres du coût du capital approuvés pour FortisBC, qui sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2023. L'augmentation du bénéfice en Arizona a également contribué à la croissance du bénéfice, reflétant la hausse des ventes au détail d'électricité, les nouveaux tarifs facturés aux clients de Tucson Electric Power (« TEP ») avec prise d'effet le 1^{er} septembre 2023, ainsi que la baisse de la dotation à l'amortissement liée à la mise hors service de la centrale San Juan en 2022. L'augmentation de la valeur de marché de certains placements qui permettent de financer les avantages de retraite ainsi que la hausse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien ont également eu une incidence favorable sur le bénéfice d'un exercice à l'autre. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la hausse des charges financières générales et par la baisse du bénéfice lié à Aitken Creek. En outre, le bénéfice net par action ordinaire reflète une hausse du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, principalement attribuable au régime de réinvestissement des dividendes de la Société.

Le bénéfice net s'est établi à 381 millions \$, ou 0,78 \$ par action ordinaire, au quatrième trimestre de 2023, comparativement à 370 millions \$, ou 0,77 \$ par action ordinaire, à la période correspondante de 2022. L'augmentation est attribuable à la croissance de la base tarifaire, à la hausse des produits de détail en Arizona en raison des nouveaux tarifs facturés aux clients de TEP et aux nouveaux paramètres du coût du capital de FortisBC. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la baisse du bénéfice d'Aitken Creek, en raison de la cession du 1^{er} novembre 2023, ainsi que par la comptabilisation de profits liés à la valeur de marché sur les dérivés liés au gaz naturel et de marges sur le gaz vendu au quatrième trimestre de 2022. Le bénéfice net par action ordinaire a également subi l'incidence d'une hausse du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires.

Bénéfice net ajusté²

Le bénéfice net ajusté s'est établi à 1,5 milliard \$, ou 3,09 \$ par action ordinaire, en 2023, en hausse de 173 millions \$, ou 0,31 \$ par action ordinaire, par rapport à 2022, principalement en raison des mêmes facteurs que ceux évoqués pour expliquer le bénéfice net.

Pour le quatrième trimestre de 2023, le bénéfice net ajusté s'est chiffré à 350 millions \$, ou 0,72 \$ par action ordinaire, un montant comparable à celui enregistré à la période correspondante de 2022. Le bénéfice net ajusté pour le quatrième trimestre de 2023 a subi l'incidence défavorable du calendrier des ajustements liés à la cession d'Aitken Creek, y compris un montant de 24 millions \$, ou 0,05 \$ par action ordinaire, lié à la période tampon du 31 mars 2023 au 1^{er} novembre 2023 qui a été exclue du bénéfice net ajusté à la clôture de la transaction au quatrième trimestre. Compte non tenu de cet ajustement, l'augmentation du bénéfice net ajusté pour le quatrième trimestre est principalement attribuable à la croissance de la base tarifaire, à la hausse des produits de détail en Arizona en raison des nouveaux tarifs facturés aux clients de TEP et aux nouveaux paramètres liés au coût du capital de FortisBC.

Dépenses d'investissement²

En 2023, les dépenses d'investissement se sont élevées à 4,3 milliards \$, ce qui est conforme au programme d'investissement annuel. Ces dépenses se composaient d'investissements réglementés principalement axés sur la résilience des systèmes et la modernisation du réseau, y compris des investissements de plus de 700 millions \$ dans une énergie plus propre. Les dépenses d'investissement ont permis d'accroître la base tarifaire de mi-exercice, laquelle s'est établie à 37,0 milliards \$, ce qui représente une croissance approximative de 6 % par rapport à 2022³.

Le programme d'investissement pour la période allant de 2024 à 2028 de la Société se chiffre à 25 milliards \$, soit 2,7 milliards \$ de plus que le précédent programme sur cinq ans. L'augmentation est attribuable à la croissance interne, qui reflète les projets de transport régionaux d'ITC associés à la première tranche du plan de transport à long terme de Midcontinent Independent System Operator (« MISO ») et des investissements en Arizona afin de soutenir l'abandon du charbon par TEP. Les investissements qui soutiennent l'adaptation et la résilience des systèmes, la croissance de la clientèle et le développement économique stimulent également la croissance du capital dans l'ensemble des entreprises de services publics réglementés de la Société.

Le programme d'investissement sur cinq ans devrait être financé principalement au moyen des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et de la dette liée aux activités réglementées, et les produits des actions ordinaires devraient provenir du régime de réinvestissement des dividendes et du programme d'actions ordinaires au cours du marché de la Société.

L'investissement total prévu de FortisBC Energy dans le projet de pipeline de gaz Eagle Mountain Woodfibre a augmenté pour s'établir à 750 millions \$, déduction faite des apports des clients, par rapport aux 420 millions \$ précédemment prévus. L'augmentation est attribuable aux modifications apportées à des ententes antérieures en matière, de construction et de transport et d'autres ententes commerciales conclues avec Woodfibre LNG Limited et d'autres partenaires, et elle a été approuvée par la British Columbia Utilities Commission.

Mises à jour réglementaires

En décembre 2023, la cour de district de l'Iowa a décidé que la façon dont la loi relative au droit de premier refus de l'Iowa avait été adoptée était inconstitutionnelle et a émis une injonction permanente empêchant ITC et d'autres entités de prendre des mesures supplémentaires relativement à la construction des projets liés à la première tranche du plan de transport à long terme de MISO en Iowa en s'appuyant sur le droit de premier refus. ITC a déposé une demande de révision relativement à la décision de la cour de district à l'égard de la portée de l'injonction.

La décision de MISO à l'égard de l'attribution des projets liés à la première tranche du plan de transport à long terme a été finalisée en juillet 2022, et nous sommes d'avis qu'il est peu probable que MISO la modifie. De plus, en vertu du tarif de MISO, une proportion d'environ 70 % des projets associés à la première tranche dans l'Iowa consistent en des mises à niveau d'installations d'ITC se trouvant le long de droits de passage existants qu'ITC peut réaliser, en vertu du tarif de MISO, sans égard à la question relative au droit de premier refus. Le programme d'investissement pour la période allant de 2024 à 2028 de la Société comprend un montant de 900 millions \$ US lié à la première tranche du plan de transport à long terme de MISO dans l'Iowa. Le calendrier et l'issue de la demande de révision, ainsi que toute autre poursuite subséquente, de même que l'incidence sur le programme d'investissement sur cinq ans et les projets futurs potentiels, sont inconnus.

En janvier 2024, l'Arizona Corporation Commission a publié une décision concernant la demande tarifaire générale d'UNS Electric dans laquelle elle approuve un taux de rendement des capitaux propres ordinaires de 9,75 % et une composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital de 53,72 %. La décision approuve également le mécanisme d'avantages relatifs à la fiabilité du réseau, qui permet à UNS Electric de recouvrer les investissements admissibles au titre de la production et du stockage d'énergie entre les demandes de révision de tarifs, sous réserve d'un plafond annuel et d'un examen des bénéficiaires. Les nouveaux tarifs facturés aux clients sont entrés en vigueur le 1^{er} février 2024.

Mettre l'accent sur la réduction des émissions de carbone

Fortis a réduit de 33 % ses émissions du champ d'application 1 en 2023 par rapport aux niveaux de 2019. La diminution additionnelle des émissions de gaz à effet de serre (« GES ») en 2023 est principalement attribuable aux progrès continus en Arizona, y compris le début des activités saisonnières à la centrale de Springerville, ainsi qu'à la mise hors service de la centrale San Juan en 2022.

En novembre 2023, TEP a déposé un plan de ressources intégré qui comprend plus de 3 500 mégawatts de production d'énergie renouvelable et de capacité de stockage d'énergie, ainsi que 400 mégawatts de production de gaz naturel prêt à être transformé en hydrogène. TEP continue de prévoir abandonner complètement sa production d'électricité alimentée au charbon d'ici 2032. Fortis demeure en bonne voie d'atteindre ses objectifs à l'échelle de l'entreprise, qui consistent à réduire les émissions de GES de 50 % d'ici 2030 et de 75 % d'ici 2035, par rapport à l'année de référence 2019, ainsi que son objectif d'élimination des émissions nettes directes de GES d'ici 2050.

Alors que nous poursuivons notre transition vers un avenir énergétique plus propre, l'abordabilité, la sécurité et la fiabilité pour la clientèle demeurent des priorités absolues. Les entreprises de services publics de Fortis continuent de mettre l'accent sur le contrôle des coûts, l'amélioration de l'efficacité et la mise en œuvre de pratiques novatrices afin de maintenir l'abordabilité.

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR des États-Unis

Périodes closes les 31 décembre <i>(en millions \$, sauf le bénéfice par action)</i>	Trimestres			Exercices		
	2023	2022	Écart	2023	2022	Écart
Bénéfice net ajusté						
Bénéfice net	381	370	11	1 506	1 330	176
Éléments d'ajustement :						
Cession d'Aitken Creek ⁴	(31)	—	(31)	(15)	—	(15)
Perte (profit) latent résultant de l'évaluation à la valeur de marché des dérivés ⁵	—	(23)	23	2	(20)	22
Réévaluation des actifs d'impôt différé ⁶	—	—	—	9	9	—
Coûts liés à l'arrêt du projet de raccordement sous le lac Érié ⁷	—	—	—	—	10	(10)
Bénéfice net ajusté	350	347	3	1 502	1 329	173
BPA de base ajusté <i>(en \$)</i>	0,72	0,72	—	3,09	2,78	0,31
Dépenses d'investissement						
Entrées d'immobilisations corporelles	1 189	987	202	3 986	3 587	399
Entrées d'immobilisations incorporelles	61	127	(66)	183	278	(95)
Élément d'ajustement :						
Projet Wataynikaneyap Transmission Power ⁸	51	34	17	160	169	(9)
Dépenses d'investissement	1 301	1 148	153	4 329	4 034	295

Perspectives

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 réglementés, ainsi qu'aux possibilités de croissance dans les territoires qu'elle dessert et à proximité de ceux-ci. Le programme d'investissement sur cinq ans d'un montant de 25 milliards \$ de la Société devrait permettre d'accroître la base tarifaire de mi-exercice, pour la faire passer de 37,0 milliards \$ en 2023 à 49,4 milliards \$ d'ici 2028, ce qui se traduit par un taux de croissance annuel composé sur cinq ans de 6,3 %³.

Au-delà du programme d'investissement sur cinq ans, les autres occasions de favoriser la croissance comprennent : la poursuite de l'expansion du réseau de transport d'électricité aux États-Unis pour faciliter la synergie de placements dans des infrastructures énergétiques plus propres relativement à l'Inflation Reduction Act de 2022 et au plan de transport à long terme de MISO; les investissements en matière d'adaptation aux changements climatiques et de résilience du réseau; les solutions de gaz naturel renouvelable ainsi que l'infrastructure de gaz naturel liquéfié en Colombie-Britannique; et l'accélération des investissements 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 permettra de stimuler le bénéfice à l'appui des prévisions de croissance du dividende, qui se situent entre 4 % et 6 % annuellement jusqu'en 2028 et sont fondées sur les hypothèses et les facteurs significatifs énumérés sous la rubrique « Informations prospectives ».

4. Aitken Creek a été vendue le 1^{er} novembre 2023, et la date d'entrée en vigueur est le 31 mars 2023. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, l'ajustement représente : i) le profit à la cession de 10 millions \$, déduction faite de la charge d'impôt de 13 millions \$; et ii) un bénéfice net de 5 millions \$ à Aitken Creek, comptabilisé conformément aux PCGR des États-Unis, au cours de la période tampon allant du 31 mars 2023 au 1^{er} novembre 2023, déduction faite de la charge d'impôt de 2 millions \$. Pour le trimestre clos le 31 décembre 2023, cet ajustement représente : i) le profit à la cession de 10 millions \$, tel qu'il est décrit ci-dessus; et ii) un bénéfice de la période tampon de 21 millions \$ à Aitken Creek, déduction faite de la charge d'impôt de 9 millions \$, y compris les montants initialement inclus dans le bénéfice net ajusté des deuxième et troisième trimestres de 2023 avant la clôture de la transaction.

5. Représente les différences temporaires relatives à la comptabilisation des dérivés sur gaz naturel d'Aitken Creek jusqu'à la date d'entrée en vigueur de la cession, soit le 31 mars 2023, déduction faite de l'économie d'impôt sur le résultat de 1 million \$ en 2023 (déduction faite de la charge d'impôt sur le résultat de 8 millions \$ et de 7 millions \$ pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2022, respectivement).

6. Représente la réévaluation des actifs d'impôt différé découlant de la réduction du taux d'imposition des sociétés dans l'État de l'Iowa.

7. Représente les coûts engagés à la suite de l'arrêt du projet de raccordement sous le lac Érié, déduction faite de l'économie d'impôt de 4 millions \$.

8. Représente la quote-part de 39 % des dépenses d'investissement de Fortis pour le projet Wataynikaneyap Transmission Power.

À propos de Fortis

Fortis, dont les produits atteignaient 12 milliards \$ en 2023, et le total de l'actif, 66 milliards \$ au 31 décembre 2023, 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 employés de la Société, dont le nombre s'élève à 9 600, servent des clients du secteur des services publics dans cinq provinces canadiennes, dix États américains et trois pays des Caraïbes.

Informations prospectives

Fortis inclut dans le présent communiqué de presse 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 des 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 : les dépenses d'investissement prévues pour la période allant de 2024 à 2028; les prévisions en matière de croissance annuelle du dividende jusqu'en 2028; la nature, le calendrier, les avantages et les coûts prévus de certains projets d'investissement, y compris les projets de transport d'ITC associés à la première tranche du plan de transport à long terme de MISO et les investissements en Arizona afin de soutenir l'abandon du charbon par TEP; les sources prévues de financement du programme d'investissement pour la période allant de 2024 à 2028; les produits prévus des actions ordinaires; les investissements prévus par FortisBC Energy dans le projet de pipeline de gaz Eagle Mountain Woodfibre; le calendrier, l'issue et l'incidence prévus des décisions réglementaires et des poursuites; le plan de ressources intégré de TEP pour 2023, y compris les ajouts prévus de production d'énergie renouvelable, de stockage d'énergie et de gaz naturel prêt à être transformé en hydrogène; l'attente selon laquelle TEP abandonnera la production d'électricité alimentée au charbon d'ici 2032; les objectifs de réduction des émissions directes de GES d'ici 2030 et 2035; l'objectif d'élimination des émissions nettes directes de GES d'ici 2050; la base tarifaire et la croissance de la base tarifaire prévues jusqu'en 2028; la nature, le calendrier, les avantages et les coûts prévus d'autres occasions allant au-delà du programme d'investissement, notamment les investissements liés à l'Inflation Reduction Act de 2022, le plan de transport à long terme de MISO, l'adaptation aux changements climatiques et la résilience du réseau, les solutions liées au gaz naturel renouvelable et à l'infrastructure de gaz naturel liquéfié en Colombie-Britannique, et d'autres investissements dans des infrastructures énergétiques plus propres; et l'attente selon laquelle la croissance à long terme de la base tarifaire permettra de stimuler le bénéfice à l'appui des prévisions de croissance du dividende, qui se situent entre 4 % et 6 % annuellement jusqu'en 2028.

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, y compris, sans s'y limiter : le caractère raisonnable de l'issue des poursuites et des instances réglementaires, ainsi que les perspectives de stabilité réglementaire; la mise en œuvre réussie du programme d'investissement; 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 allant au-delà du programme d'investissement; l'absence de volatilité importante des taux d'intérêt; l'absence de fluctuations significatives du taux de change présumé entre le dollar américain et le dollar canadien; et la déclaration de dividende au gré du conseil compte tenu de la performance et de la situation financière de la Société. 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. Pour obtenir plus de renseignements sur certains facteurs de risque, prière de consulter les documents d'information continue que la Société dépose de temps à autre auprès des autorités de réglementation en valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission. Toutes les informations prospectives contenues dans les présentes sont fournies à la date de ce communiqué de presse. 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.

Téléconférence sur les résultats annuels de 2023

Une téléconférence et une webdiffusion auront lieu le 9 février 2024, à 8 h 30 (HE). David Hutchens, président et chef de la direction, et Jocelyn Perry, vice-présidente directrice et chef des finances, discuteront des résultats annuels de 2023 de la Société.

Les actionnaires, les analystes, les médias et les autres parties intéressées sont invités à écouter la téléconférence par l'intermédiaire de la webémission en direct sur le site Web de la Société, à l'adresse www.fortisinc.com/investor-relations/events-and-presentations.

Les membres de la communauté financière en Amérique du Nord qui souhaitent poser des questions durant l'appel sont invités à participer à la téléconférence en composant le 1.888.886.7786 (sans frais), tandis que les personnes à l'extérieur de l'Amérique du Nord peuvent y participer en composant le 1.416.764.8658. Veuillez appeler dix minutes avant le début de la téléconférence. Aucun code de participant n'est requis.

La retransmission audio archivée de la téléconférence sera disponible sur le site Web de la Société deux heures après la fin de l'appel, jusqu'au 9 mars 2024. Veuillez composer le 1.877.674.7070 ou le 1.416.764.8692, puis entrer le code 045834#.

Information additionnelle

Le présent communiqué de presse doit être lu conjointement avec le rapport de gestion et les états financiers consolidés de la Société. Vous pouvez obtenir ces documents et d'autres renseignements en consultant les adresses www.fortisinc.com, www.sedarplus.ca, ou www.sec.gov.

Pour de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec les personnes suivantes :

Demandes des investisseurs :

M^{me} Stephanie Amaimo
Vice-présidente, Relations avec les investisseurs
Fortis Inc.
248.946.3572
investorrelations@fortisinc.com

Demandes des médias :

M^{me} Karen McCarthy
Vice-présidente, Communications et relations gouvernementales
Fortis Inc.
709.737.5323
media@fortisinc.com

Table des matières

À propos de Fortis	1	Besoins en flux de trésorerie	18
Principaux faits nouveaux	2	Sommaire des flux de trésorerie	20
Aperçu du rendement	2	Obligations contractuelles	22
Le secteur	5	Structure du capital et notations	23
Mettre l'accent sur la durabilité	6	Programme d'investissement	23
Résultats d'exploitation	9	Risques d'affaires	27
Rendement des unités d'exploitation	10	Questions comptables	36
ITC	10	Instruments financiers	39
UNS Energy	11	Dettes à long terme et autres	39
Central Hudson	11	Dérivés	40
FortisBC Energy	12	Principales informations financières annuelles	42
FortisAlberta	12	Résultats du quatrième trimestre	43
FortisBC Electric	12	Sommaire des résultats trimestriels	45
Autres entreprises d'électricité	13	Transactions entre parties liées et intersociétés	46
Siège social et autres	13	Évaluation des contrôles et procédures par la direction	46
Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis	14	Perspectives	46
Faits saillants en matière de réglementation	15	Informations prospectives	47
Situation financière	18	Glossaire	49
Situation de trésorerie et sources de financement	18	États financiers consolidés annuels	F-1

En date du 8 février 2024

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 2023 et est assujéti à la mise en garde présentée à la rubrique « Informations prospectives » à la page 47. 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.sedarplus.ca 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 1,35 et de 1,30, respectivement, pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022; ii) 1,32 et 1,36, respectivement, aux 31 décembre 2023 et 2022; iii) taux moyen de 1,36 pour les trimestres clos les 31 décembre 2023 et 2022; et iv) 1,30 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 49.

À PROPOS DE FORTIS

Fortis (TSX/NYSE : FTS), dont les produits ont été de 12 milliards \$ en 2023 et dont le total de l'actif s'élevait à 66 milliards \$ au 31 décembre 2023, 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. Les employés de la Société, dont le nombre s'élève à 9 600, servent 3,5 millions de clients du secteur des services publics dans cinq provinces canadiennes, dix États américains et trois pays des Caraïbes. Au 31 décembre 2023, 64 % des actifs de la Société étaient situés aux États-Unis, 33 %, au Canada et 3 %, dans les Caraïbes. Les activités aux États-Unis représentaient 56 % des produits de la Société en 2023, les activités au Canada, 39 % et les activités dans les Caraïbes, 5 %.

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 BPA 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, Oklahoma et Wisconsin); UNS Energy (entreprise intégrée de distribution d'électricité et de gaz naturel – Arizona); Central Hudson (transport et distribution d'électricité et distribution de gaz naturel – État de New York); FortisBC Energy (transport et distribution de gaz naturel – Colombie-Britannique); FortisAlberta (distribution d'électricité – Alberta); FortisBC Electric (entreprise intégrée d'électricité – Colombie-Britannique); Newfoundland Power (entreprise intégrée d'électricité – Terre-Neuve-et-Labrador); Maritime Electric (entreprise intégrée d'électricité – Île-du-Prince-Édouard); FortisOntario (entreprise intégrée d'électricité – Ontario); Caribbean Utilities (entreprise intégrée d'électricité – Île Grand Caïman); et FortisTCL (entreprise intégrée d'électricité – Îles Turks et Caïcos). Fortis détient également une participation en actions dans la société en commandite Wataynikaneyap (transport d'électricité – Ontario) et dans Belize Electricity (entreprise intégrée d'électricité – Belize).

L'unique entreprise non réglementée de la Société est Fortis Belize (trois installations de production hydroélectrique – Belize). L'installation de stockage de gaz naturel Aitken Creek, en Colombie-Britannique, a été vendue le 1^{er} novembre 2023, avec prise d'effet le 31 mars 2023 (se reporter à la rubrique « Principaux faits nouveaux » ci-dessous). Par suite de la cession d'Aitken Creek, l'entreprise non réglementée de la Société est maintenant présentée dans le secteur Siège social et autres.

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 son propre conseil d'administration, et la plupart de ces conseils sont majoritairement composés 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 autorités 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.

Le principal objectif de Fortis consiste à fournir un service énergétique sûr, fiable et économique aux clients. Offrir un avenir énergétique plus propre est la raison d'être fondamentale de la Société. En outre, la priorité de la direction consiste à favoriser une croissance rentable à long terme pour les actionnaires 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 2023.

PRINCIPAUX FAITS NOUVEAUX

Mises à jour réglementaires

Se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation – Questions réglementaires importantes » à la page 16.

Vente d'Aitken Creek

Le 1^{er} novembre 2023, une fois toutes les exigences réglementaires satisfaites, FortisBC Holdings Inc. a conclu la vente d'Aitken Creek à une filiale d'Enbridge Inc. pour un montant d'environ 470 millions \$, y compris le fonds de roulement et les ajustements de clôture. La transaction reflétait une date d'entrée en vigueur au 31 mars 2023. Le produit net de la transaction a renforcé davantage le bilan de la Société et a fourni une plus grande souplesse financière à l'appui de notre stratégie de croissance des entreprises de services publics réglementés.

Conformément aux PCGR des États-Unis, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires comprend les résultats d'Aitken Creek jusqu'au 1^{er} novembre 2023, soit la date de cession. La direction a exclu le bénéfice d'Aitken Creek comptabilisé de la date d'entrée en vigueur du 31 mars à la date de cession du 1^{er} novembre, de même que le profit comptabilisé à la suite de la vente, du calcul du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté et du BPA de base ajusté (se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis » à la page 14).

APERÇU DU RENDEMENT

Principales mesures financières

<i>(en millions \$, sauf indication contraire)</i>	2023	2022	Écart
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires			
Réel	1 506	1 330	176
Ajusté ¹	1 502	1 329	173
BPA de base <i>(en \$)</i>			
Réel	3,10	2,78	0,32
Ajusté ¹	3,09	2,78	0,31
Dividendes			
Versés par action ordinaire <i>(en \$)</i>	2,29	2,17	0,12
Ratio de distribution réel <i>(en %)</i>	73,7	78,1	(4,4)
Ratio de distribution ajusté <i>(en %)</i> ¹	73,9	78,1	(4,2)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation <i>(en millions)</i>	486,3	478,6	7,7
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 545	3 074	471
Dépenses d'investissement ¹	4 329	4 034	295

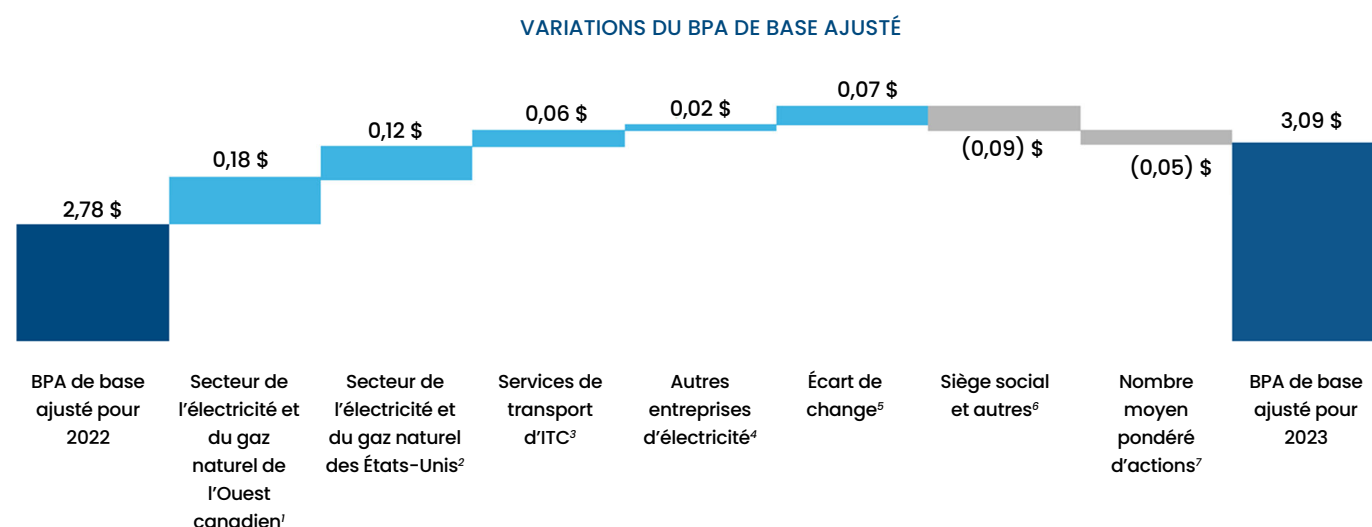
1. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis » à la page 14.

Bénéfice et BPA

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 176 millions \$ par rapport à 2022. L'augmentation découle essentiellement de la croissance de la base tarifaire dans l'ensemble de nos entreprises de services publics et des nouveaux paramètres du coût du capital approuvés pour FortisBC, qui sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2023. La hausse du bénéfice en Arizona, qui reflète la hausse des ventes au détail d'électricité, les nouveaux tarifs facturés aux clients de TEP avec prise d'effet le 1^{er} septembre 2023 et la baisse de la dotation à l'amortissement liée à la mise hors service de la centrale San Juan en 2022, a aussi contribué à la croissance du bénéfice. L'augmentation de la valeur de marché de certains placements qui permettent de financer les avantages de retraite ainsi que la hausse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien ont également eu une incidence favorable sur le bénéfice d'un exercice à l'autre. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la hausse des charges financières générales et la baisse du bénéfice lié à Aitken Creek.

Outre les facteurs susmentionnés ayant influé sur le bénéfice, la variation du BPA reflète aussi une hausse du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, principalement liée au RRD de la Société.

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté et le BPA de base ajusté ont augmenté de 173 millions \$ et de 0,31 \$, respectivement. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis » à la page 14, pour un rapprochement de ces mesures. Le graphique ci-après illustre les variations du BPA de base ajusté.



1. Comprend FortisBC Energy, FortisAlberta et FortisBC Electric. Reflète essentiellement l'incidence des nouveaux paramètres du coût du capital approuvés pour FortisBC, qui sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2023, et la croissance de la base tarifaire.
2. Comprend UNS Energy et Central Hudson. Reflète la hausse du bénéfice d'UNS Energy découlant des éléments suivants : i) les nouveaux tarifs facturés aux clients de TEP avec prise d'effet le 1^{er} septembre 2023; ii) la hausse des ventes au détail d'électricité, y compris l'incidence des températures plus chaudes et des ajouts de clients; iii) la baisse de la dotation à l'amortissement liée à la mise hors service de la centrale San Juan en 2022; et iv) l'augmentation de la valeur de marché des placements permettant de financer les avantages de retraite, facteurs contrebalancés en partie par l'augmentation des coûts d'exploitation attribuable aux hausses inflationnistes et par la hausse de la charge d'impôt sur le résultat. Le bénéfice de Central Hudson a été stable par rapport à celui de 2022.
3. Reflète la croissance de la base tarifaire et l'augmentation de la valeur de marché des placements permettant de financer les avantages de retraite, facteurs contrebalancés en partie par une hausse des charges financières non recouvrables et des coûts liés à la rémunération fondée sur des actions non recouvrables.
4. Reflète principalement la croissance de la base tarifaire, la hausse des ventes d'électricité, ainsi que le bénéfice lié à la participation dans Wataynikaneyap Power.
5. Taux de change moyen de 1,35 en 2023, comparativement à 1,30 en 2022.
6. Reflète l'augmentation des charges financières de la société de portefeuille, la diminution de la production d'hydroélectricité au Belize et la diminution du bénéfice lié à Aitken Creek à la suite de la cession, qui a pris effet le 31 mars 2023.
7. Nombre moyen pondéré d'actions de 486,3 millions en 2023, contre 478,6 millions en 2022.

Dividendes

Fortis a payé un dividende de 0,59 \$ par action ordinaire au quatrième trimestre de 2023, une hausse de 4,4 % par rapport à 0,565 \$ pour chacun des quatre trimestres précédents. Cette hausse marque la 50^e hausse annuelle consécutive du dividende versé. Le ratio de distribution réel s'est établi à 74 % pour 2023, et à un taux moyen de 71 % pour la période de cinq ans allant de 2019 à 2023.

Fortis vise une croissance annuelle du dividende d'environ 4 % à 6 % jusqu'en 2028. Se reporter à la rubrique « Perspectives » à la page 46.

50^e ANNÉE CONSÉCUTIVE DE HAUSSE DU DIVIDENDE



Le tableau ci-dessous présente le rendement total pour l'actionnaire généré par la croissance des dividendes combinée aux variations du cours du marché des actions ordinaires de la Société.

Rendement total pour l'actionnaire ¹ (en %)	Sur 1 an	Sur 5 ans	Sur 10 ans	Sur 20 ans
Fortis	4,8	7,6	10,1	10,7

1. Rendement total pour l'actionnaire annualisé au 31 décembre 2023 selon Bloomberg.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

La hausse de 471 millions \$ des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation est attribuable aux éléments suivants : i) la hausse du bénéfice en trésorerie, qui reflète la croissance de la base tarifaire, la hausse des ventes au détail d'électricité et les nouveaux tarifs facturés aux clients de TEP; ii) le calendrier des coûts transférés dans les tarifs facturés aux clients, qui reflète les variations des coûts des produits de base et les montants liés au transport en Alberta; et iii) la hausse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien. L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation a été partiellement contrebalancée par la hausse des frais de développement, déduction faite des dépôts reçus, liée au projet de pipeline de gaz Eagle Mountain Woodfibre, ainsi que par les produits reçus par ITC en 2022 relativement au règlement de swaps de taux d'intérêt. La hausse des paiements d'intérêts et d'impôt a également atténué la hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour l'exercice.

Dépenses d'investissement

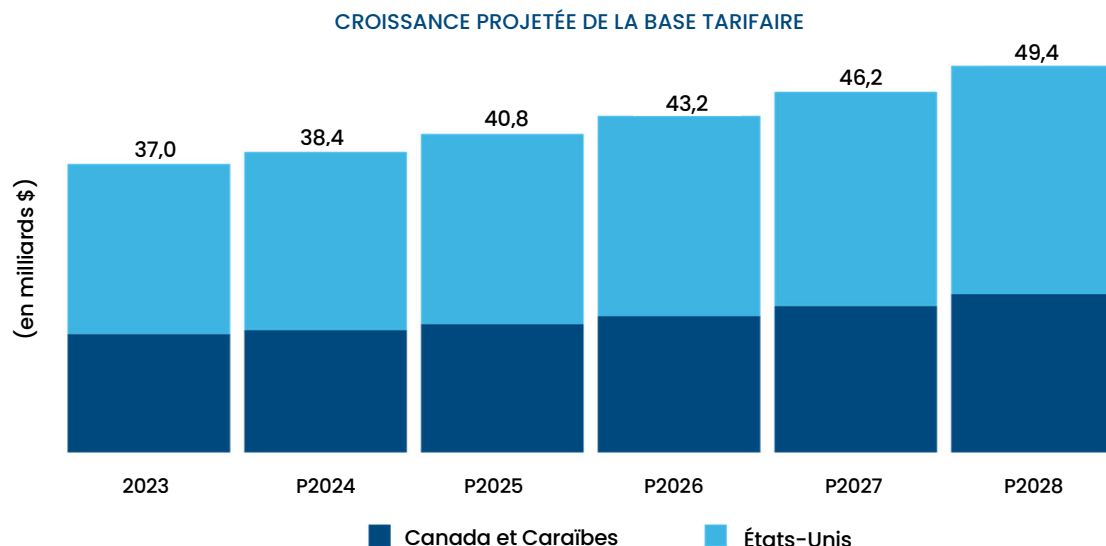
En 2023, les dépenses d'investissement se sont élevées à 4,3 milliards \$, ce qui est conforme au programme d'investissement annuel. Se reporter à la rubrique « Programme d'investissement » à la page 23 pour obtenir une analyse détaillée du programme de dépenses d'investissement de la Société. Les dépenses d'investissement ont augmenté de 0,3 milliard \$ en 2023 par rapport à 2022, principalement en raison du déploiement du projet de réserve Roadrunner, un système de stockage d'énergie dans des batteries en Arizona, et des investissements dans divers projets de moindre envergure axés sur la distribution au sein des entreprises de services publics réglementés de la Société, mais également de l'incidence de l'augmentation du taux de change moyen.

Le programme d'investissement pour la période allant de 2024 à 2028 de la Société, le plus important de son histoire, se chiffre à 25 milliards \$, soit 2,7 milliards \$ de plus que le précédent programme sur cinq ans. L'augmentation est attribuable à la croissance interne, qui reflète principalement les projets de transport régionaux d'ITC liés à la première tranche du plan de transport à long terme de MISO, ainsi que les investissements en Arizona afin de soutenir l'abandon du charbon par TEP. Les investissements qui soutiennent l'adaptation et la résilience des systèmes, la croissance de la clientèle et le développement économique stimulent également la croissance du capital dans l'ensemble des entreprises de services publics réglementés de la Société.

Le programme d'investissement devrait être financé principalement au moyen des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de l'émission de titres d'emprunt par les entreprises de services publics réglementés et des produits des actions ordinaires devant provenir du RRD et du programme d'émission d'actions ordinaires au cours du marché 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 37,0 milliards \$ en 2023 à 49,4 milliards \$ d'ici 2028, ce qui se traduit par un taux de croissance annuel composé sur cinq ans de 6,3 %.

Les dépenses d'investissement et le programme d'investissement reflètent les mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis. Se reporter aux rubriques « Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis » à la page 14 et « Programme d'investissement » à la page 23.



Au-delà du programme d'investissement sur cinq ans, les autres occasions de favoriser la croissance comprennent : la poursuite de l'expansion du réseau de transport d'électricité aux États-Unis pour faciliter la synergie de placements dans des infrastructures énergétiques plus propres relativement à l'IRA et au plan de transport à long terme de MISO et aux investissements en matière d'adaptation aux changements climatiques et de résilience du réseau; les solutions de GNR ainsi que l'infrastructure de GNL en Colombie-Britannique; et l'accélération des investissements dans des infrastructures énergétiques plus propres sur l'ensemble des territoires que nous couvrons.

LE SECTEUR

La transformation du secteur de l'énergie en Amérique du Nord s'accélère rapidement, alimentée par les répercussions des changements climatiques ainsi que par le besoin grandissant de développer des sources d'énergie plus propre et de mettre en œuvre des mesures de conservation de l'énergie. L'objectif de réduction des émissions de carbone, y compris les avancées technologiques connexes, a suscité l'intérêt des investisseurs et des clients. Le transport d'électricité est considéré comme un instrument essentiel pour favoriser la production d'énergie renouvelable à grande échelle. Le gaz naturel demeure un élément clé du bouquet énergétique, car il favorise la résilience, offre une source de production complémentaire permettant de pallier le caractère intermittent des énergies renouvelables et constitue une source de chauffage économique. À plus long terme, les progrès liés à l'utilisation de l'hydrogène et du GNR contribueront davantage à la réduction des émissions de carbone. Ces facteurs créent des occasions d'investissement importantes dans le secteur des services publics.

L'engagement envers la clientèle revêt de l'importance pour les entreprises de services publics à mesure que les attentes des clients évoluent. En effet, les clients veulent prendre des décisions éclairées en matière d'énergie et jouer un rôle actif dans la livraison de leur énergie. Ils s'attendent également à un service personnalisé, à des options de libre-service adaptées, ainsi qu'à davantage de communications numériques en temps réel. Les entreprises de services publics de Fortis renforcent les systèmes d'information et les technologies numériques perfectionnés afin d'améliorer le service à la clientèle.

Les politiques énergétiques aux échelons fédéral, étatique et provincial reflètent l'attention accrue accordée aux changements climatiques, et en particulier à l'énergie propre et à la réduction des émissions de carbone. Aux États-Unis, l'IRA a été promulguée et comprend notamment des incitatifs et des crédits d'impôt qui visent à favoriser les investissements dans l'énergie propre, le stockage de l'énergie, les véhicules électriques et la fabrication, le tout pour soutenir une cible de réduction de 40 % des émissions de carbone d'ici 2030. Alors que les États et les provinces se fixent également des cibles ambitieuses de réduction des émissions de carbone, le contexte continue d'évoluer sur les plans de la réglementation et de la conformité. Ces changements créent des occasions d'investissement dans de nouvelles sources de production d'énergie renouvelable ainsi que dans les infrastructures de transport afin de connecter les sources d'énergies renouvelables au réseau. Des occasions d'investissement dans les technologies de stockage énergétique se présentent aussi. L'électrification du secteur des transports continue de croître rapidement et offre une excellente occasion de réduire les émissions de carbone, tout en augmentant la production et l'efficacité du réseau. Les entreprises de services publics de la Société sont bien positionnées et participent activement à la poursuite de ces occasions qui attireront d'importants investissements.

Les nouvelles technologies stimulent le changement dans tous les territoires de service de la Société. Les réseaux de distribution d'énergie deviennent plus intelligents et sont maintenant dotés de compteurs avancés, de systèmes de détection à distance et de processus automatisés et de technologies opérationnelles plus performantes; les entreprises de services publics peuvent ainsi obtenir des données détaillées sur la consommation d'énergie ainsi que des renseignements prédictifs relatifs à l'entretien afin d'améliorer l'efficacité et la sécurité. 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 disposent de davantage d'outils pour avoir accès à une production décentralisée et gérer leur consommation d'énergie. La résilience du réseau revêt une importance croissante en raison de l'intensité et de la fréquence accrues des phénomènes météorologiques, tels que les ouragans, les incendies de forêt, les inondations et les tempêtes. Comme l'électricité devrait représenter une part plus importante du bouquet énergétique de la société, les investissements visant le renforcement et la résilience du réseau sont nécessaires pour augmenter la capacité de ce dernier à résister à ces phénomènes climatiques et à redevenir fonctionnels après ceux-ci.

Axée sur l'innovation, la culture de Fortis sous-tend la recherche constante de meilleurs moyens d'offrir aux clients l'énergie et les services dont ils ont besoin, de même que les options et le contrôle qu'ils recherchent de plus en plus, et ce, de manière sûre, fiable et abordable. Fortis est un partenaire d'Energy Impact Partners, un fonds de capital-risque stratégique qui investit dans des technologies, des produits, des services et des modèles économiques inédits qui transforment le secteur. La Société participe également à la Low Carbon Resources Initiative, une collaboration entre l'EPRI et GTI Energy, de même qu'avec d'autres grandes entreprises de services publics, afin de développer et de présenter les technologies énergétiques à faibles émissions de carbone, voire carboneutres, nécessaires pour permettre la décarbonation. Fortis s'est également jointe à l'initiative Climate READi de l'EPRI, qui regroupe des entreprises de services publics, des autorités de réglementation, des décideurs et d'autres intervenants nord-américains qui concentrent leurs efforts sur l'élaboration d'un cadre de pratiques exemplaires à l'échelle du secteur pour la gestion du risque physique lié au climat.

Sur le plan de la sécurité, nous cherchons toujours en priorité à accroître l'attention et les ressources que nous consacrons aux mesures de protection et d'intervention qui nous permettent de résister aux cybermenaces, plus sophistiquées et plus nombreuses, visant nos systèmes de technologies opérationnelles et d'information. Des mises à niveau des systèmes de sécurité physique sont également nécessaires pour faire face aux menaces en constante évolution. Tous ces progrès et défis technologiques offrent des occasions d'investissements stratégiques afin d'améliorer et d'étendre le service à la clientèle et de renforcer la sécurité.

La culture et la structure décentralisée de la Société appuient les efforts requis pour répondre aux attentes changeantes des clients. Chacune de nos entreprises de services publics travaille de façon constructive avec les autorités de réglementation et toutes les parties prenantes pour proposer des solutions en matière de politiques, d'énergie et de services, et elles font partie intégrante de toutes les collectivités qu'elles desservent. Fortis est déterminée à se poser comme chef de file du secteur en ce qui a trait à la transition vers l'énergie propre.

METTRE L'ACCENT SUR LA DURABILITÉ

Fortis est déterminée à exercer ses activités de façon responsable sur les plans environnemental et social, dans l'intérêt de toutes ses parties prenantes. La surveillance des efforts en matière de durabilité et la responsabilisation face à celle-ci sont coordonnées aux plus hauts échelons de la Société et de ses filiales en exploitation. La responsabilité quant à la durabilité incombe en général au conseil d'administration de Fortis. Cependant, les principales activités de surveillance des questions, politiques et pratiques se rapportant à la durabilité ont été déléguées au comité de la gouvernance et de la durabilité du conseil, ce qui montre l'importance de la durabilité dans la stratégie de la Société et dans sa gestion des risques.

Les principaux éléments du programme et des pratiques de durabilité de Fortis sont présentés ci-dessous.

Changements climatiques et questions d'ordre environnemental

Fortis est essentiellement une société de livraison d'énergie, et 93 % de ses actifs se rapportent au transport et à la distribution. Fortis se concentre sur la livraison d'une énergie plus propre à ses clients, et l'impact environnemental des entreprises de services publics de la Société est limité par rapport à celui des entreprises davantage axées sur la production d'énergie. Le portefeuille de Fortis présente une exposition relativement restreinte à la production d'énergie à partir de combustibles fossiles, et prévoit effectuer une transition vers un plus grand nombre de sources renouvelables pour ses clients.

Les émissions directes de GES de la Société proviennent principalement de ses actifs de production, lesquels sont constitués pour l'essentiel d'installations de production d'énergie à partir de combustibles fossiles de TEP qui représentent 4 % du total de l'actif de la Société. Fortis continue d'abaisser ses émissions, qui sont déjà faibles, et s'est fixé comme objectif d'éliminer ses émissions nettes directes de GES d'ici 2050. Cet objectif s'ajoute aux objectifs intermédiaires de la Société visant à réduire les émissions directes de GES de 50 % d'ici 2030 et de 75 % d'ici 2035 par rapport à l'année de référence 2019. Fortis prévoit réaliser les objectifs intermédiaires principalement grâce à l'abandon du charbon par TEP et aux initiatives en matière d'énergie propre au sein des autres entreprises de services publics de la Société.

Fortis a réalisé d'importants progrès à l'égard de ses objectifs de réduction des émissions. En 2023, la Société a réduit de 33 % ses émissions du champ d'application 1 par rapport à 2019. La mise hors service de certaines centrales alimentées au charbon, le début des activités saisonnières dans d'autres centrales et l'introduction de l'énergie éolienne et solaire renouvelable en Arizona ont contribué à la réduction de nos émissions de carbone à ce jour.

Au-delà de 2035, la plupart des émissions du champ d'application 1 de la Société devraient se rapporter à la production de gaz naturel à TEP. Pour atteindre la carboneutralité d'ici 2050, TEP consacrera ses efforts à mettre au point et à adopter des technologies novatrices pour améliorer l'efficacité des unités de gaz naturel, à utiliser des carburants à faible teneur en carbone et à préparer ses unités de production pour l'injection d'hydrogène. La fiabilité et l'abordabilité demeureront des priorités clés pour Fortis dans ses efforts visant à atteindre ses objectifs de réduction des émissions.

La Société prévoit publier son deuxième rapport sur le climat en 2024. Ce rapport fournira davantage d'information sur la stratégie et les mesures de lutte contre les changements climatiques de Fortis, sur les risques physiques et les risques liés à la transition ainsi que sur les occasions d'affaires, incluant les investissements dans des infrastructures résilientes et adaptables.

Lors de l'élaboration du programme d'investissement sur cinq ans de la Société, chacune des entreprises de services publics a envisagé les investissements nécessaires pour livrer une énergie plus propre aux clients, renforcer l'infrastructure et améliorer la résilience des réseaux afin de gérer les répercussions attendues des changements climatiques sur les infrastructures de services publics. Le programme d'investissement pour la période allant de 2024 à 2028 de Fortis comprend des investissements d'environ 7 milliards \$ dans une énergie plus propre, notamment des investissements visant à raccorder l'énergie renouvelable au réseau, des investissements dans l'énergie renouvelable et le stockage d'énergie, ainsi que des solutions en matière de gaz naturel plus propres. Se reporter à la rubrique « Programme d'investissement » à la page 23 pour plus d'informations. Pour soutenir le programme d'investissement, la facilité de crédit à terme renouvelable engagée non garantie d'un montant de 1,3 milliard \$ de Fortis comprend une structure de prêt lié à la durabilité fondée sur l'atteinte par la Société de cibles en matière de diversité au sein du conseil et de réduction des émissions de GES du champ d'application 1 jusqu'en 2025.

La déclaration environnementale de la Société énonce son engagement à respecter l'ensemble des lois et règlements applicables concernant la protection de l'environnement, à mener régulièrement des activités de surveillance et audits des systèmes de gestion environnementale, à chercher des occasions valables et économiques de diminuer les émissions de GES et à accroître les sources d'énergie renouvelable. Chaque filiale en exploitation met en œuvre des programmes de conformité environnementale exhaustifs qui cadrent avec la norme ISO 14001, en plus d'effectuer un contrôle régulier de ses systèmes et protocoles de gestion environnementale, de s'efforcer de continuellement améliorer son rendement, et d'établir et d'examiner ses propres objectifs, cibles et programmes environnementaux.

Sécurité et fiabilité

Fortis est un chef de file du secteur en ce qui a trait à la sécurité et à la fiabilité, et les résultats de la Société à ce chapitre sont invariablement supérieurs aux moyennes du secteur. Fortis tire parti de son modèle d'exploitation unique et de son expérience dans le secteur des services publics pour offrir un service sûr et fiable à ses clients et aux collectivités qu'elle dessert. Des hauts dirigeants responsables de l'exploitation de toutes les entreprises de services publics de Fortis se réunissent régulièrement pour se communiquer les pratiques exemplaires et recenser les occasions de collaboration dans plusieurs sphères opérationnelles, dont la santé et la sécurité.

Tous les entrepreneurs sont tenus de partager notre engagement à effectuer les travaux de façon sécuritaire. Les entrepreneurs doivent avoir un programme de sécurité solide et un niveau de formation élevé axé sur la gestion des risques. Le rendement historique en matière de sécurité est un facteur qui influe sur le choix des entrepreneurs.

Engagement auprès des parties prenantes et des collectivités

Les entreprises de services publics de Fortis collaborent étroitement avec leurs clients et leurs collectivités afin de rehausser l'expérience globale liée au service à la clientèle. Des cibles de satisfaction de la clientèle sont établies et des sondages sur le service à la clientèle sont réalisés sur une base régulière en mettant l'accent sur le degré de satisfaction des clients, la fiabilité et l'exactitude de la facturation et de la lecture des compteurs, la qualité du service dans les centres de contact et la fiabilité de l'approvisionnement énergétique.

L'abordabilité pour la clientèle est une priorité pour Fortis. Les entreprises de services publics de Fortis ont depuis toujours géré l'augmentation annuelle des coûts d'exploitation contrôlables par client pour la maintenir à un niveau inférieur à l'inflation. Alors que nous poursuivons notre transition vers un avenir énergétique plus propre, les entreprises de services publics de Fortis continuent de mettre l'accent sur le contrôle des coûts, l'amélioration de l'efficacité et la mise en œuvre de pratiques novatrices afin de maintenir l'abordabilité. De plus, les entreprises de services publics de Fortis veillent à ce que les clients soient au courant des options de paiement de factures, des programmes externes d'aide financière du gouvernement, des programmes d'efficacité énergétique et des rabais disponibles.

Fortis et ses entreprises de services publics travaillent avec un certain nombre de groupes autochtones dans le but d'établir des partenariats à long terme et de créer des occasions économiques. Le projet de transport d'électricité Wataynikaneyap raccorde pour la première fois 17 collectivités des Premières Nations au réseau électrique de l'Ontario. Ces collectivités disposaient d'un accès inefficace et peu fiable à de l'électricité produite au diesel, ce qui menaçait leur bien-être économique et social et limitait leurs possibilités de croissance. Le projet appartient en majorité à 24 Premières Nations, tandis que Fortis détient une participation de 39 % et agit à titre de gestionnaire de projet. Se reporter à la rubrique « Programme d'investissement » à la page 23 pour plus d'informations.

En octobre 2023, FortisBC a obtenu la certification de niveau Argent des Relations progressistes avec les Autochtones^{MC} du Conseil canadien pour l'entreprise autochtone. Relations progressistes avec les Autochtones est un programme de certification reconnu mondialement dirigé par des Autochtones qui confirme la performance de l'entreprise dans les relations avec les Autochtones au niveau Bronze, Argent ou Or. L'obtention d'une certification du programme Relations progressistes avec les Autochtones marque une étape importante relativement à l'engagement de longue date de FortisBC à favoriser des relations solides, respectueuses et mutuellement bénéfiques avec les communautés autochtones.

L'engagement communautaire régulier, qui inclut des dons à des organismes de bienfaisance locaux, des partenariats avec des établissements d'enseignement et la participation à des conseils locaux, permet à Fortis et à ses entreprises de services publics d'être des contributeurs importants dans leurs collectivités locales. En 2023, le groupe Fortis a versé 11 millions \$ aux collectivités qu'il dessert.

Cybersécurité

Le PGRC vise à améliorer continuellement l'échange d'information et la culture de sécurité. Fortis a adopté un PGRC à l'échelle de l'entreprise qui permet l'identification, l'évaluation, la surveillance et la gestion des risques liés à la cybersécurité. Par ailleurs, la Société et chaque entreprise de services publics envisagent continuellement les investissements dans la sécurité qui sont nécessaires, tant au niveau de la Société qu'au niveau des réseaux, durant l'élaboration du programme d'investissement sur cinq ans. Les leaders en matière de sécurité physique et de cybersécurité partagent les meilleures pratiques dans des domaines tels que la surveillance antimémoire, la protection de l'information sur les clients et la gestion des risques. Le groupe organise également des exercices de formation pour tester les systèmes et identifier les possibilités d'amélioration. La surveillance de la cybersécurité incombe à la vice-présidente et chef de l'information de Fortis ainsi qu'aux conseils et aux comités de direction respectifs de Fortis et de chaque entreprise de services publics. La Société n'a connu aucune atteinte à la cybersécurité significative depuis que nous avons commencé à présenter cet indicateur de rendement en 2018.

Gens

Fortis reconnaît la valeur de ses 9 600 employés et sait que son succès est tributaire de la solidité de son personnel, qui doit se sentir en sécurité, recevoir du soutien et être bien outillé. Fortis et ses entreprises de services publics offrent des programmes de rémunération et d'avantages du personnel conçus pour attirer et maintenir en poste des personnes talentueuses. Fortis est d'avis que le leadership exercé aux plus hauts échelons de l'organisation jette les bases d'un milieu de travail sain, et que ce leadership doit être animé par des valeurs clairement énoncées qui sont comprises et appliquées à tous les niveaux de l'organisation.

Fortis applique depuis longtemps une stratégie de gestion des talents à l'échelle de l'entreprise qui permet d'améliorer notre capacité à repérer, à encadrer et à former les dirigeants et les employés actuels en vue de leur permettre d'obtenir des postes de niveau supérieur. La Société cherche constamment à améliorer sa stratégie de gestion des talents. En 2023, une deuxième cohorte terminait notre programme de formation en leadership à l'intention des employés à potentiel élevé dans l'ensemble de l'organisation. Ce programme propose aux participants de nombreuses formations, des occasions de mentorat et du temps avec des membres de la haute direction. Il soutient le développement des talents et assure un bassin de personnel qualifié pour préparer la Société et ses entreprises de services publics à une succession ordonnée à l'égard des rôles essentiels.

Nos entreprises de services publics s'efforcent de maintenir de bonnes relations avec les employés et des communications et une collaboration régulières entre les dirigeants syndicaux et la direction. Environ 50 % des employés de notre groupe de sociétés sont représentés par un syndicat.

La promotion de la diversité, de l'équité et de l'inclusion est une priorité chez Fortis. La Société a pris un engagement en faveur de l'inclusion et de la diversité qui s'applique à tous les employés de Fortis et de ses filiales en exploitation. L'engagement s'appuie sur un cadre qui s'articule autour de trois piliers : le talent, la culture et la collectivité. Un conseil sur la diversité, l'équité et l'inclusion, lequel est composé de hauts dirigeants incarnant la diversité et provenant de l'ensemble de l'organisation de Fortis, guide la stratégie d'inclusion et de diversité ainsi que sa mise en œuvre.

Nous sommes déterminés à créer un milieu de travail diversifié, équitable et inclusif. L'engagement est essentiel pour favoriser l'inclusion et une performance supérieure durable. En 2023, nous avons conclu un partenariat avec une société d'experts-conseils indépendante spécialisée en recherches afin de mener un sondage confidentiel sur l'engagement des employés, dont les résultats ont fourni un indice d'inclusion de base pour l'ensemble de l'entreprise.

La politique sur la diversité du conseil et de la haute direction de la Société décrit les principes et les objectifs en matière de diversité au sein du conseil et de la haute direction, y compris un engagement à maintenir un conseil au sein duquel les femmes et les hommes représentent chacun au moins 40 % des administrateurs indépendants. Au 31 décembre 2023, 58 % des membres du conseil étaient des femmes, 50 % des membres de l'équipe de direction de Fortis étaient des femmes, et 82 % des entreprises de services publics de Fortis avaient une femme comme présidente ou présidente du conseil d'administration. La Société a aussi atteint son objectif de compter au moins deux membres du conseil d'administration se définissant comme une minorité visible ou une personne autochtone.

Conduite éthique et rémunération des dirigeants

Le code de conduite de Fortis est guidé par la raison d'être et les valeurs de la Société et prévoit des normes qui imposent des pratiques éthiques à ses administrateurs, dirigeants et employés. Les principes fondamentaux du code de conduite s'appliquent dans l'ensemble de l'organisation, et chaque filiale en exploitation adopte son propre code essentiellement similaire. Fortis et ses entreprises de services publics offrent des séances de formation régulières aux employés sur le code de conduite, et tous les employés de Fortis et les membres du conseil d'administration attestent chaque année leur conformité à ce code.

Le code de conduite est appuyé par d'autres politiques qui donnent les grandes lignes de la conduite et des comportements attendus de la direction et des employés, y compris la politique anticorruption et la politique sur le respect en milieu de travail. Au 1^{er} janvier 2024, la Société a adopté un code de conduite des fournisseurs, qui s'applique aux fournisseurs, entrepreneurs, conseillers et autres fournisseurs de services qui font affaire avec la Société, et une politique en matière de droits de la personne, qui présente en détail l'engagement de la Société à l'égard du respect et de la défense des droits de la personne. Toutes les filiales en exploitation de Fortis ont mis en place des politiques qui défendent les valeurs de la Société figurant dans ces politiques et qui mettent en évidence leur engagement à assurer l'égalité des chances et à offrir des milieux de travail sécuritaires et respectueux.

Fortis et chacune de ses filiales en exploitation mettent en œuvre une politique de dénonciation afin d'encourager et de faciliter la dénonciation anonyme des comportements susceptibles de contrevenir au code de conduite et aux politiques relatives au milieu de travail.

La réalisation des objectifs de Fortis en matière de durabilité est une priorité pour le conseil et constitue une composante de la rémunération des dirigeants. Des mesures de rendement liées à la durabilité, qui se rapportent au climat, à la réduction des émissions de carbone, à la sécurité, à la fiabilité et aux gens, sont intégrées au programme de rémunération des dirigeants de la Société.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(en millions \$)	2023	2022	Écart	
			Change	Autres
Produits	11 517	11 043	233	241
Coûts de l'approvisionnement énergétique	3 771	3 952	66	(247)
Charges d'exploitation	2 889	2 683	69	137
Amortissements	1 773	1 668	35	70
Autres produits, montant net	291	165	6	120
Charges financières	1 305	1 102	24	179
Charge d'impôt sur le résultat	360	289	8	63
Bénéfice net	1 710	1 514	37	159
Bénéfice net attribuable aux :				
Participations ne donnant pas le contrôle	137	120	4	13
Actionnaires privilégiés	67	64	—	3
Actionnaires ordinaires	1 506	1 330	33	143
Bénéfice net	1 710	1 514	37	159

Produits

La hausse des produits, déduction faite du change, est principalement attribuable aux facteurs suivants : i) la croissance de la base tarifaire; ii) la hausse des ventes au détail d'électricité à UNS Energy, qui s'explique par les nouveaux tarifs facturés aux clients avec prise d'effet le 1^{er} septembre 2023, les ajouts de clients et les températures plus chaudes; et iii) la comptabilisation d'un report réglementaire relativement à FortisBC au titre des nouveaux paramètres du coût du capital qui ont été approuvés par la BCUC avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2023 (se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation – Questions réglementaires importantes » à la page 16). Cette hausse a été en partie contrebalancée par une moins grande proportion du coût des produits de base transféré dans les tarifs facturés aux clients.

Coûts de l'approvisionnement énergétique

La baisse des coûts de l'approvisionnement énergétique, déduction faite du change, tient principalement à la diminution du coût des produits de base, surtout à FortisBC Energy, reflétant la baisse des prix et des volumes.

Charges d'exploitation

L'augmentation des charges d'exploitation, déduction faite du change, est principalement attribuable aux hausses générales de l'inflation et des dépenses liées au personnel.

Amortissements

L'augmentation de la dotation aux amortissements, déduction faite du change, est attribuable aux investissements réguliers dans les infrastructures énergétiques des entreprises de services publics réglementés de la Société, contrebalancés en partie par la baisse de la dotation à l'amortissement d'UNS Energy liée à la mise hors service de la centrale San Juan en 2022.

Autres produits, montant net

L'augmentation des autres produits, déduction faite du change, est principalement attribuable aux facteurs suivants : i) les profits sur les swaps de rendement total et les contrats de change, par rapport à des pertes en 2022, ainsi que le profit avant impôt comptabilisé à la vente d'Aitken Creek, inclus dans le secteur Siège social et autres; ii) l'augmentation de la valeur de marché de certains placements qui permettent de financer les avantages de retraite d'UNS Energy et d'ITC; et iii) des produits d'intérêts plus élevés, principalement à UNS Energy et à ITC, reflétant principalement les intérêts sur les dépôts à court terme et sur les reports réglementaires.

Charges financières

L'augmentation des charges financières, déduction faite du change, est attribuable à la hausse de la dette en vue de financer le programme d'investissement de la Société, ainsi qu'à la hausse des taux d'intérêt ayant une incidence sur les facilités de crédit et les nouvelles émissions de titres d'emprunt de la Société.

Charge d'impôt sur le résultat

L'augmentation de la charge d'impôt sur le résultat, déduction faite du change, s'explique par la hausse du bénéfice avant impôt.

Bénéfice net

Se reporter à la rubrique « Aperçu du rendement – Bénéfice et BPA » à la page 3.

RENDEMENT DES UNITÉS D'EXPLOITATION

Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires

(en millions \$)	2023	2022	Écart	
			Change ¹	Autres
Entreprises de services publics réglementés				
ITC	508	454	17	37
UNS Energy	400	328	11	61
Central Hudson	105	103	3	(1)
FortisBC Energy	274	203	—	71
FortisAlberta	162	151	—	11
FortisBC Electric	68	64	—	4
Autres entreprises d'électricité ²	146	134	2	10
	1 663	1 437	33	193
Activités non réglementées				
Siège social et autres ³	(157)	(107)	—	(50)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 506	1 330	33	143

1. La monnaie de présentation d'ITC, d'UNS Energy, de Central Hudson, de Caribbean Utilities, de FortisTCL et de Fortis Belize 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. Certaines opérations du siège social et des activités de société de portefeuille non réglementées, comprises au poste Siège social et autres, sont 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; la société en commandite Wataynikaneyap; Caribbean Utilities; FortisTCL; et Belize Electricity.
3. Comprend les charges des activités de société de portefeuille non réglementées et les actifs de production visés par des contrats à long terme au Belize. Comprend aussi les résultats d'Aitken Creek jusqu'au 1^{er} novembre 2023, soit la date de cession.

ITC

(en millions \$)	2023	2022	Écart	
			Change	Autres
Produits ¹	2 085	1 906	72	107
Bénéfice ¹	508	454	17	37

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

L'augmentation des produits, déduction faite du change, tient principalement à la croissance de la base tarifaire et à l'augmentation des coûts transférés dans les tarifs facturés aux clients.

Bénéfice

L'augmentation du bénéfice, déduction faite du change, est essentiellement attribuable à la croissance de la base tarifaire, à l'augmentation de la valeur de marché de certains placements qui permettent de financer les avantages de retraite et aux coûts engagés en 2022 relativement à l'arrêt du projet de raccordement sous le lac Érié. L'augmentation a été contrebalancée en partie par la hausse des charges financières non recouvrables et des coûts liés à la rémunération fondée sur des actions non recouvrables.

Rapport de gestion

En 2023, l'État de l'Iowa a réduit son taux d'imposition des sociétés, qui est passé de 8,4 % à 7,1 % avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2024. Par conséquent, ITC a réévalué les actifs d'impôt différé connexes, ce qui s'est traduit par une incidence défavorable de 9 millions \$ sur le bénéfice. Une réduction du taux d'imposition similaire avait été appliquée par l'État de l'Iowa en 2022.

UNS Energy

<i>(en millions \$, sauf indication contraire)</i>	2023	2022	Écart	
			Change	Autres
Ventes au détail d'électricité <i>(en GWh)</i>	10 786	10 658	—	128
Ventes en gros d'électricité <i>(en GWh)¹</i>	5 387	5 401	—	(14)
Ventes de gaz <i>(en PJ)</i>	17	16	—	1
Produits	3 006	2 758	96	152
Bénéfice	400	328	11	61

1. Principalement des ventes en gros à court terme.

Ventes

L'augmentation des ventes au détail d'électricité est principalement attribuable aux températures plus chaudes et aux ajouts de clients.

La diminution des ventes en gros d'électricité est attribuable à la baisse des ventes en gros à long terme, contrebalancée en partie par la hausse des ventes en gros à court terme. Les produits tirés des ventes en gros à court terme, qui se rapportent aux contrats dont la durée est inférieure à un an, sont principalement transférés aux clients par l'entremise du mécanisme de la CAAEC, de sorte qu'ils n'ont pas une incidence significative sur le bénéfice.

Les ventes de gaz ont été stables par rapport à celles enregistrées en 2022.

Produits

L'augmentation des produits, déduction faite du change, est principalement attribuable aux éléments suivants : i) le recouvrement des coûts liés au combustible et non liés au combustible plus élevés dans leur ensemble au moyen de l'utilisation normale de mécanismes réglementaires; ii) les nouveaux tarifs facturés aux clients de TEP avec prise d'effet le 1^{er} septembre 2023; et iii) la hausse des ventes au détail d'électricité mentionnée précédemment. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par la baisse des ventes en gros d'électricité.

Bénéfice

L'augmentation du bénéfice, déduction faite du change, découle essentiellement des éléments suivants : i) les nouveaux tarifs facturés aux clients de TEP avec prise d'effet le 1^{er} septembre 2023; ii) la hausse des ventes au détail d'électricité mentionnée précédemment; iii) la baisse de la dotation à l'amortissement liée à la mise hors service de la centrale San Juan en 2022; et iv) l'augmentation de la valeur de marché de certains placements permettant de financer les avantages de retraite. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la hausse des coûts d'exploitation et de la charge d'impôt sur le résultat.

Central Hudson

<i>(en millions \$, sauf indication contraire)</i>	2023	2022	Écart	
			Change	Autres
Ventes d'électricité <i>(en GWh)</i>	4 921	5 002	—	(81)
Ventes de gaz <i>(en PJ)</i>	24	25	—	(1)
Produits	1 360	1 325	49	(14)
Bénéfice	105	103	3	(1)

Ventes

La diminution des ventes d'électricité et de gaz s'explique principalement par la baisse de la consommation moyenne des clients résidentiels en raison des températures plus douces.

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

La diminution des produits, déduction faite du change, est principalement attribuable à la moins grande proportion du coût des produits de base transféré dans les tarifs facturés aux clients, contrebalancée en partie par une augmentation des tarifs de livraison d'électricité et de gaz entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2023.

Bénéfice

La diminution du bénéfice, déduction faite du change, s'explique par la hausse des charges d'exploitation découlant d'une hausse des coûts de la main-d'œuvre ainsi que par les charges financières qui excèdent les montants recouverts à même les tarifs facturés aux clients, facteurs contrebalancés en partie par la croissance de la base tarifaire.

FortisBC Energy

(en millions \$, sauf indication contraire)

	2023	2022	Écart
Ventes de gaz (en PJ)	213	231	(18)
Produits	1 955	2 084	(129)
Bénéfice	274	203	71

Ventes

La diminution des ventes de gaz s'explique principalement par la baisse de la consommation moyenne des clients des secteurs résidentiel, commercial et du transport, attribuable pour l'essentiel aux températures plus douces, facteur contrebalancé en partie par les ajouts de clients.

Produits

La diminution des produits tient principalement à une baisse du coût du gaz naturel recouvert auprès des clients. Cette baisse a été partiellement contrebalancée par les produits liés aux nouveaux paramètres du coût du capital qui ont été approuvés par la BCUC avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2023, lesquels ont été comptabilisés au moyen d'un report réglementaire devant être recouvert à même les tarifs futurs facturés aux clients (se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation – Questions réglementaires importantes » à la page 16), ainsi que par la croissance de la base tarifaire.

Bénéfice

L'augmentation du bénéfice tient principalement aux nouveaux paramètres du coût du capital dont il a été question précédemment, qui se sont traduits par un bénéfice de 46 millions \$ en 2023. La croissance de la base tarifaire a aussi contribué à l'augmentation du bénéfice.

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

(en millions \$, sauf indication contraire)

	2023	2022	Écart
Livraisons d'électricité (en GWh)	16 976	16 923	53
Produits	738	680	58
Bénéfice	162	151	11

Livraisons

L'augmentation des livraisons d'électricité est attribuable à la hausse de la consommation moyenne par les clients résidentiels, en raison des températures plus froides, et aux ajouts de clients.

Puisqu'environ 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. D'importantes variations des conditions climatiques peuvent toutefois avoir une incidence sur les produits et le bénéfice.

Produits et bénéfice

L'augmentation des produits et du bénéfice est principalement attribuable aux éléments suivants : i) la croissance de la base tarifaire; ii) la hausse des produits liée à l'augmentation des frais liés à la demande ainsi qu'à la hausse des livraisons d'électricité en raison de températures plus froides et des ajouts de clients, comme il est mentionné précédemment; et iii) l'utilisation du mécanisme de report de l'efficacité de la TAR, dont l'incidence au cours de la deuxième période d'application de la TAR a été comptabilisée en 2023. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la baisse du recouvrement des coûts attribuables aux associations d'électrification rurale (se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation – Questions réglementaires importantes » à la page 16).

FortisBC Electric

(en millions \$, sauf indication contraire)

	2023	2022	Écart
Ventes d'électricité (en GWh)	3 478	3 542	(64)
Produits	528	487	41
Bénéfice	68	64	4

Ventes

La diminution des ventes d'électricité s'explique principalement par la baisse de la consommation moyenne des clients résidentiels en raison des températures plus douces.

Produits

L'augmentation des produits est attribuable essentiellement à l'utilisation normale de mécanismes réglementaires, y compris le report réglementaire au titre des nouveaux paramètres du coût du capital qui ont été approuvés par la BCUC avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2023 (se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation – Questions réglementaires importantes » à la page 16). La hausse des coûts d'approvisionnement énergétique recouverts auprès des clients et la croissance de la base tarifaire ont aussi contribué à l'augmentation des produits, même si ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la baisse des ventes d'électricité et par une diminution des contrats de travail exécutés par des tiers.

Bénéfice

L'augmentation du bénéfice tient principalement aux nouveaux paramètres du coût du capital dont il a été question précédemment. La croissance de la base tarifaire a aussi contribué à l'augmentation du bénéfice, même si elle a été contrebalancée en partie par la hausse des charges d'exploitation attribuable aux hausses inflationnistes.

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

(en millions \$, sauf indication contraire)	2023	2022	Écart	
			Change	Autres
Ventes d'électricité (en GWh)	9 753	9 470	—	283
Produits	1 761	1 652	16	93
Bénéfice	146	134	2	10

Ventes

L'augmentation des ventes d'électricité s'explique principalement par la hausse de la consommation moyenne des clients résidentiels et commerciaux, ainsi que par les ajouts de clients. La hausse de la consommation moyenne est principalement attribuable à la conversion des systèmes de chauffage résidentiels du pétrole à l'électricité dans l'est du Canada.

Produits

L'augmentation des produits, déduction faite du change, est attribuable à la hausse des ventes d'électricité mentionnée précédemment et à l'exécution normale de mécanismes réglementaires pour Newfoundland Power.

Bénéfice

L'augmentation du bénéfice, déduction faite du change, est attribuable à la croissance de la base tarifaire et à la hausse des ventes d'électricité, facteurs contrebalancés en partie par la hausse des charges d'exploitation et financières. Le bénéfice lié à la participation dans Wataynikaneyap Power a également contribué à l'augmentation du bénéfice.

Siège social et autres

(en millions \$)	2023	2022	Écart
Ventes d'électricité (en GWh) ¹	164	225	(61)
Produits ²	84	151	(67)
Perte nette ³	(157)	(107)	(50)

1. Reflète les ventes d'électricité à Fortis Belize

2. Comprend les produits de Fortis Belize et les produits d'Aitken Creek jusqu'au 1^{er} novembre 2023, soit la date de cession.

3. Comprend les charges des activités de la société de portefeuille non réglementées, le bénéfice lié à Fortis Belize, et le bénéfice lié à Aitken Creek jusqu'au 1^{er} novembre 2023, soit la date de cession.

Ventes

La diminution des ventes d'électricité reflète une baisse de la production hydroélectrique au Belize liée à une diminution des volumes des précipitations.

Produits

La diminution des produits reflète les éléments suivants : i) la cession d'Aitken Creek, y compris l'incidence défavorable de la comptabilisation à la valeur de marché des dérivés liés au gaz naturel d'Aitken Creek, ce qui a donné lieu à des pertes latentes de 22 millions \$ jusqu'au 1^{er} novembre 2023, comparativement à des profits latents de 20 millions \$ en 2022; et ii) la baisse de la production hydroélectrique au Belize.

Perte nette

La hausse de la perte nette comprend une baisse de 25 millions \$ du bénéfice lié à Aitken Creek. La baisse du bénéfice lié à Aitken Creek reflète la date de cession du 1^{er} novembre 2023 et l'incidence défavorable de la comptabilisation à la valeur de marché de contrats dérivés liés au gaz naturel, facteurs contrebalancés en partie par une hausse des marges de gaz naturel réalisées. L'incidence de la baisse du bénéfice lié à Aitken Creek a été partiellement contrebalancée par le profit de 10 millions \$ à la cession d'Aitken Creek comptabilisé par FortisBC Holdings Inc., également inclus dans le secteur Siège social et autres.

Compte non tenu de l'incidence des différents éléments liés à Aitken Creek, la perte nette du secteur Siège social et autres a augmenté de 35 millions \$ d'un exercice à l'autre. L'augmentation reflète les éléments suivants : i) l'augmentation des charges financières de la société de portefeuille, qui reflète la hausse des taux d'intérêt et les emprunts impayés en vertu des facilités de crédit de la Société, ainsi que le refinancement de la dette à long terme; et ii) la baisse de la production hydroélectrique au Belize, facteurs contrebalancés en partie par les profits latents sur les contrats de change, qui reflètent les conditions du marché.

MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR DES ÉTATS-UNIS

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté, le BPA de base ajusté, le ratio de distribution ajusté et les dépenses d'investissement 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 BPA de base ajusté sont le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et le BPA 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. Ces mesures ajustées reflètent la suppression des éléments que la direction exclut de son processus de prise de décisions et de son évaluation des résultats d'exploitation.

Les dépenses d'investissement comprennent les entrées d'immobilisations corporelles et les entrées d'immobilisations incorporelles telles qu'elles sont présentées dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie. Elles comprennent également la quote-part de 39 % des dépenses d'investissement de Fortis pour le projet Wataynikaneyap Transmission Power conformément à l'évaluation des résultats d'exploitation de Fortis et à son rôle de gestionnaire de projet au cours de la construction de ce projet d'investissement majeur.

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR des États-Unis

(en millions \$, sauf indication contraire)	2023	2022	Écart
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté, BPA de base ajusté et ratio de distribution ajusté			
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 506	1 330	176
Éléments d'ajustement :			
Cession d'Aitken Creek ¹	(15)	—	(15)
Perte (profit) latent résultant de l'évaluation à la valeur de marché des dérivés ²	2	(20)	22
Réévaluation des actifs d'impôt différé ³	9	9	—
Coûts liés à l'arrêt du projet de raccordement sous le lac Érié ⁴	—	10	(10)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté	1 502	1 329	173
BPA de base ajusté ⁵ (en \$)	3,09	2,78	0,31
Ratio de distribution ajusté ⁶ (en %)	73,9	78,1	(4,2)
Dépenses d'investissement			
Entrées d'immobilisations corporelles	3 986	3 587	399
Entrées d'immobilisations incorporelles	183	278	(95)
Élément d'ajustement :			
Projet Wataynikanepap Transmission Power ⁷	160	169	(9)
Dépenses d'investissement	4 329	4 034	295

- Aitken Creek a été vendue le 1^{er} novembre 2023, avec prise d'effet le 31 mars 2023. L'ajustement représente les éléments suivants : i) le profit à la cession de 10 millions \$, déduction faite de la charge d'impôt sur le résultat de 13 millions \$; et ii) le bénéfice net lié à Aitken Creek de 5 millions \$, comptabilisé conformément aux PCGR des États-Unis, pour la période tampon allant du 31 mars 2023 au 1^{er} novembre 2023, déduction faite de la charge d'impôt sur le résultat de 2 millions \$, inclus dans le secteur Siège social et autres.
- Représente l'incidence de la comptabilisation à la valeur de marché des contrats dérivés liés au gaz naturel d'Aitken Creek jusqu'au 31 mars 2023, date de prise d'effet de la cession, déduction faite de l'économie d'impôt sur le résultat de 1 million \$ en 2023 (2022 – déduction faite de la charge d'impôt sur le résultat de 7 millions \$), inclus dans le secteur Siège social et autres.
- Représente la réévaluation des actifs d'impôt différé découlant de la réduction du taux d'imposition des sociétés dans l'État de l'Iowa, qui est incluse dans le secteur ITC.
- Représente les coûts engagés à la suite de l'arrêt du projet de raccordement sous le lac Érié, déduction faite de l'économie d'impôt de 4 millions \$, qui sont inclus dans le secteur ITC.
- Calculé en divisant le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, qui s'est établi à 486,3 millions en 2023 (2022 – 478,6 millions).
- Calculé en divisant les dividendes versés par action ordinaire, soit 2,29 \$ en 2023 (2022 – 2,17 \$), par le BPA de base ajusté.
- Représente la quote-part de 39 % des dépenses d'investissement de Fortis pour le projet Wataynikanepap Transmission Power, compris dans le secteur Autres entreprises d'électricité.

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 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 réputée ou ciblée appliquée à la 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 RCP ou le RAB, approuvés par les autorités 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 recouverts à même 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 de réglementation et 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 2023. Se reporter également à la rubrique « Risques d'affaires – Réglementation des services publics » à la page 28.

Questions réglementaires importantes

ITC

RCP de base de MISO : En 2022, la Cour d'appel du District de Columbia a publié une décision annulant certaines ordonnances émises par la FERC qui avaient établi la méthode de calcul du RCP de base pour les propriétaires de lignes de transport exerçant leurs activités dans la région de MISO, y compris ITC. Cette question découle de plaintes déposées à la FERC en 2013 et en 2015, qui contestaient le RCP de base de MISO alors en vigueur. La Cour a renvoyé la question à la FERC pour qu'elle poursuive le processus, dont le calendrier et l'issue demeurent inconnus.

Mesures incitatives liées au transport d'électricité : En 2021, la FERC a publié un nouvel avis d'ébauche de règle portant sur les mesures incitatives au transport qui modifie la proposition contenue dans l'avis d'ébauche de règle initial publié par la FERC en 2020. Le nouvel avis d'ébauche de règle propose l'élimination du supplément incitatif au titre du RCP de 50 points de base offert par l'organisme de transport régional aux membres qui en font partie depuis plus de trois ans. Le calendrier et l'issue de cette instance demeurent inconnus pour l'instant.

Même si toute incidence possible sur Fortis est incertaine, chaque variation de 10 points de base du RCP d'ITC entraîne une variation d'environ 0,01 \$ du BPA annuel de Fortis.

Droit de premier refus des propriétaires de lignes de transport : En décembre 2023, la cour de district de l'Iowa a décidé que la façon dont la loi relative au droit de premier refus de l'Iowa avait été adoptée était inconstitutionnelle. La loi accorde aux propriétaires de lignes de transport d'électricité titulaires, y compris ITC, un droit de premier refus visant la construction, la propriété et l'entretien de certains actifs de transport d'électricité dans l'État. La cour de district n'a pas statué sur le bien-fondé du droit de premier refus en tant que tel, mais a émis une injonction permanente empêchant ITC et d'autres entités de prendre des mesures supplémentaires relativement à la construction des projets liés à la première tranche du plan de transport à long terme de MISO en Iowa en s'appuyant sur le droit de premier refus. ITC a déposé une demande de révision relativement à la décision de la cour de district à l'égard de la portée de l'injonction.

La décision de MISO à l'égard de l'attribution des projets liés à la première tranche du plan de transport à long terme a été finalisée le 25 juillet 2022. MISO est la seule entité chargée de déterminer les projets qui feront l'objet d'appels d'offres concurrentiels conformément à son tarif, et nous sommes d'avis qu'il est peu probable que MISO modifie sa décision relativement à cette première tranche. De plus, en vertu du tarif de MISO, une proportion d'environ 70 % des projets associés à la première tranche dans l'Iowa consistent en des mises à niveau d'installations d'ITC se trouvant le long de droits de passage existants qu'ITC peut réaliser, en vertu du tarif de MISO, sans égard à la question relative au droit de premier refus. Pour toute tranche restante des projets du plan de transport à long terme de MISO dans l'Iowa pouvant faire l'objet d'appels d'offres concurrentiels, nous sommes d'avis qu'une décision fédérale s'éloignant de manière importante des règles existantes en vertu du tarif de MISO serait requise.

Les dépenses d'investissement prévues pour 2024 relativement à la première tranche du plan de transport à long terme de MISO dans l'Iowa se chiffrent à 40 millions \$ US; un montant d'environ 900 millions \$ US est indiqué dans le programme d'investissement pour la période allant de 2024 à 2028. Le calendrier et l'issue de la demande de révision et de toute autre action en justice subséquente, de même que l'incidence sur le programme d'investissement sur cinq ans et sur d'éventuels projets futurs, sont inconnus.

UNS Energy

Demande tarifaire générale de TEP : En août 2023, l'ACC a publié une décision concernant la demande tarifaire générale de TEP dans laquelle elle approuve, notamment, une augmentation des produits non liés au combustible de 100 millions \$ US, un RCP de 9,55 % et une composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital de 54,32 %. La décision se traduit par une augmentation par rapport aux pourcentages précédents au titre du RCP et de la composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital autorisés de TEP, qui étaient de 9,15 % et de 53 %, respectivement. Les nouveaux tarifs facturés aux clients sont entrés en vigueur le 1^{er} septembre 2023.

Demande tarifaire générale d'UNS Electric : En janvier 2024, l'ACC a publié une décision concernant la demande tarifaire générale d'UNS Electric dans laquelle elle approuve, entre autres, une augmentation du RCP et de la composante capitaux propres de la structure du capital, qui passeront de 9,50 % et 52,8 % à 9,75 % et 53,7 %, respectivement. Le mécanisme d'avantages relatifs à la fiabilité du réseau a aussi été approuvé dans le cadre de la décision, ce qui permet à UNS Electric de recouvrer les investissements admissibles au titre de la production et du stockage d'énergie entre les demandes de révision de tarifs, sous réserve d'un plafond annuel et d'un examen des bénéficiaires. Les nouveaux tarifs facturés aux clients sont entrés en vigueur le 1^{er} février 2024.

Central Hudson

Demande tarifaire générale : En juillet 2023, Central Hudson a déposé une demande tarifaire auprès de la PSC prévoyant une augmentation des tarifs de livraison d'électricité et de gaz naturel avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2024. La demande vise également à fixer le RCP et la composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital de Central Hudson à 9,8 % et à 50 %, respectivement. Le calendrier et l'issue de cette instance demeurent inconnus pour l'instant.

Mise en œuvre d'un système d'information sur la clientèle : En janvier 2023, Central Hudson a déposé une réponse à l'ordonnance d'amorcer une instance et de justifier émise par la PSC, en vertu de laquelle Central Hudson devait expliquer pourquoi la PSC ne devrait pas imposer de pénalités administratives ou amorcer une instance sur le caractère prudent des coûts de mise en œuvre liés à son nouveau système d'information sur la clientèle. En juillet 2023, Central Hudson est parvenue à un accord provisoire avec la PSC, acceptant de soumettre à une vérification par une tierce partie indépendante les dernières améliorations apportées à son système de tarification et d'accélérer la mise en œuvre de son plan de lecture mensuelle des compteurs. La vérification par une tierce partie indépendante est toujours en cours, et un rapport initial devrait être présenté au premier trimestre de 2024. Le calendrier et l'issue de cette instance demeurent inconnus pour l'instant.

FortisBC Energy et FortisBC Electric

Instance liée au coût du capital générique : En septembre 2023, la BCUC a publié une décision relativement à l'instance liée au coût du capital générique dans laquelle elle approuvait de nouveaux paramètres du coût du capital rétroactifs au 1^{er} janvier 2023 pour FortisBC Energy et FortisBC Electric. Pour FortisBC Energy, la décision se traduit par une augmentation du RCP et de la composante capitaux propres de la structure du capital, qui passeront respectivement de 8,75 % à 9,65 % et de 38,5 % à 45 %. Pour FortisBC Electric, la décision se traduit par une augmentation du RCP et de la composante capitaux propres de la structure du capital, qui passeront respectivement de 9,15 % à 9,65 % et de 40 % à 41 %. Les coûts liés à la décision relative à l'instance liée au coût du capital générique seront recouverts à même les tarifs facturés aux clients à partir de 2024, et l'insuffisance de produits connexe devrait être recouvrée en totalité d'ici la fin de 2029.

FortisAlberta

Instance liée au coût du capital générique pour 2024 : En octobre 2023, l'AUC a publié une décision dans le cadre de l'instance liée au coût du capital générique pour 2024. La décision, qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2024, retient une approche fondée sur une formule pour déterminer le RCP sur une base annuelle, en vertu de laquelle le RCP nominal de 9,0 % est ajusté pour tenir compte des rendements à long terme prévus sur les obligations du gouvernement du Canada et les obligations du secteur des services publics. Le RCP a été établi à 9,28 % pour 2024, en hausse par rapport au RCP précédent de FortisAlberta, qui était de 8,50 %. La décision conclut également qu'aucun changement ne sera apporté à la composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital, qui demeurera à 37 %.

En novembre 2023, FortisAlberta a demandé la permission de porter la décision relative au coût du capital générique en appel devant la Cour d'appel de l'Alberta, au motif que l'AUC avait commis une erreur de fait ou de droit dans sa décision de ne pas ajuster le RCP et la composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital de FortisAlberta pour tenir compte du risque commercial additionnel découlant de la concurrence avec des associations d'électrification rurale qui interviennent dans le territoire de service de FortisAlberta et des risques réglementaires accrus liés au non-recouvrement des coûts attribuables aux associations d'électrification rurale (se reporter à la section « Recouvrement des coûts des associations d'électrification rurale » ci-dessous). La décision relative à la demande d'appel devrait être rendue d'ici la fin de 2024.

Troisième période d'application de la TAR : En octobre 2023, l'AUC a publié une décision établissant les paramètres de la troisième période d'application de la TAR pour la période allant de 2024 à 2028. Les tarifs de distribution de base de FortisAlberta pour la troisième période d'application de la TAR sont calculés en fonction des besoins en produits pour 2023 en ce qui a trait au coût du service approuvé précédemment par l'AUC. Le régime de TAR de troisième génération prévoit de nouvelles données d'entrée pour le calcul des facteurs d'inflation et de productivité, l'introduction d'un mécanisme de partage des bénéfices en vertu duquel le bénéfice réalisé en excédent du RCP autorisé sera réparti entre l'entreprise de services publics et ses clients, ainsi que le retrait du mécanisme incitatif de report de l'efficacité. Les mécanismes de financement sont conservés avec certaines modifications, notamment : i) le financement de base établi selon la base tarifaire approuvée pour le coût du service de 2023 et un niveau de dépenses d'investissement annuelles fondé sur les moyennes historiques de 2018 à 2022, indexées conformément aux exigences de l'AUC; et ii) les critères d'admissibilité au financement additionnel des dépenses extraordinaires, élargis afin de possiblement rendre admissibles les dépenses liées au plan d'élimination des émissions nettes.

En novembre 2023, FortisAlberta a demandé la permission de porter la décision relative à la troisième période d'application de la TAR en appel devant la Cour d'appel de l'Alberta, au motif que l'AUC avait commis une erreur de fait ou de droit dans sa décision de déterminer le financement en se fondant sur les dépenses d'investissement historiques de 2018 à 2022, sans tenir compte du financement des nouveaux programmes d'investissement compris dans les besoins en produits pour 2023 en ce qui a trait au coût du service de la Société, tels qu'ils ont été approuvés par l'AUC. La décision relative à la demande d'appel devrait être rendue d'ici la fin de 2024.

Recouvrement des coûts des associations d'électrification rurale : En 2021, l'AUC a déterminé que les coûts attribuables aux associations d'électrification rurale, soit environ 10 millions \$ annuellement, ne pourraient plus être recouverts auprès des payeurs de tarifs de FortisAlberta à compter du 1^{er} janvier 2023. FortisAlberta continue d'évaluer d'autres moyens, y compris des modifications législatives, pour recouvrer ces coûts.

SITUATION FINANCIÈRE

Principaux mouvements survenus entre les 31 décembre 2023 et 2022

Compte du bilan <i>(en millions \$)</i>	Écart		Explication
	Change	Autres	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(3)	419	Principalement attribuable à l'émission de billets de premier rang non garantis d'un montant de 800 millions \$ US par ITC en juin 2023. ITC prévoit affecter le produit net inutilisé de cette émission au financement des besoins en capital à court terme. Les soldes en caisse ont été investis en grande partie dans des comptes productifs d'intérêts.
Débiteurs et autres actifs courants	(30)	(491)	Attribuable aux éléments suivants : i) une diminution de la juste valeur des contrats d'énergie d'UNS Energy et de FortisBC Energy; et ii) la baisse des ventes de gaz au quatrième trimestre de 2023 par rapport au quatrième trimestre de 2022 à FortisBC Energy en raison des températures plus douces, facteurs contrebalancés en partie par une hausse de l'impôt sur le résultat à recevoir.
Actifs réglementaires (courants et à long terme)	(32)	407	Essentiellement attribuable aux éléments suivants : i) une augmentation de l'impôt différé; ii) des pertes latentes sur les dérivés liés à l'énergie d'UNS Energy et de FortisBC Energy; et iii) la hausse des coûts de gestion de l'énergie à recouvrer à même les tarifs facturés aux clients.
Immobilisations corporelles, montant net	(615)	2 337	Découle des dépenses d'investissement, contrebalancées en partie par l'amortissement.
Goodwill	(253)	(27)	Reflète la cession d'Aitken Creek.
Emprunts à court terme	(6)	(128)	Reflète le remboursement de papier commercial d'ITC.
Créditeurs et autres passifs courants	(36)	(280)	Découle : i) de la baisse des coûts d'approvisionnement énergétique, principalement à UNS Energy et à FortisBC Energy; et ii) de la baisse des dépôts de clients, principalement liés au projet de pipeline de gaz Eagle Mountain Woodfibre, partiellement contrebalancée par une augmentation des dettes fournisseurs reflétant le calendrier des paiements.
Autres passifs	(16)	140	Reflète l'augmentation des passifs au titre des avantages du personnel futurs attribuable à la diminution des taux d'actualisation.
Impôt différé	(59)	398	Attribuable à la hausse des différences temporaires liées aux dépenses d'investissement en cours, ainsi qu'à la baisse de l'impôt différé découlant de l'utilisation des pertes fiscales.
Dettes à long terme (y compris la tranche courante)	(428)	1 547	Reflète les émissions de titres d'emprunt, partiellement contrebalancées par des remboursements sur la dette, ainsi que la hausse des emprunts en vertu des facilités de crédit engagées en vue de financer le programme d'investissement de la Société.
Capitaux propres	(361)	836	Découle principalement : i) du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour 2023, moins les dividendes déclarés sur actions ordinaires; et ii) de l'émission d'actions ordinaires, essentiellement en vertu du RRD.

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 liés aux activités 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. Le reste des dépenses d'investissement devrait être financé principalement au moyen d'emprunts sur les facilités de crédit, d'émissions de titres d'emprunt à long terme et d'injections de capitaux propres par Fortis. Des emprunts sur les facilités de crédit peuvent être nécessaires sur une base périodique pour répondre aux besoins saisonniers de fonds de roulement.

Les besoins en liquidités de Fortis pour soutenir la croissance des filiales sont généralement pourvus grâce à des emprunts sur la facilité de crédit engagée de la Société, à l'application du RRD et à des émissions de titres d'emprunt à long terme, d'actions privilégiées et d'actions ordinaires, y compris celles émises dans le cadre du programme d'émission d'actions ordinaires au cours du marché, détaillé ci-dessous. 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 financement à long terme. Les besoins en financement découlent également du refinancement des dettes arrivant à échéance.

Les facilités de crédit sont principalement conclues auprès de grandes banques canadiennes et américaines, aucune banque ne détenant plus d'environ 20 % du total des facilités de crédit renouvelables de la Société. Une tranche d'environ 5,7 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités engagées qui viennent à échéance entre 2024 et 2028. 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	2023	2022
Total des facilités de crédit ¹	3 943	2 233	6 176	5 850
Facilités de crédit utilisées :				
Emprunts à court terme	(119)	—	(119)	(253)
Dette à long terme (y compris la tranche courante)	(910)	(662)	(1 572)	(1 657)
Lettres de crédit en cours	(78)	(23)	(101)	(128)
Facilités de crédit inutilisées	2 836	1 548	4 384	3 812

1. Des renseignements additionnels sur les facilités de crédit de la Société sont présentés à la note 14 des états financiers annuels de 2023.

En avril 2023, ITC a augmenté le montant total de ses facilités de crédit disponibles pour le faire passer de 900 millions \$ US à 1 milliard \$ US, et a prorogé l'échéance jusqu'en avril 2028.

En mai 2023, la Société a modifié sa facilité de crédit à terme renouvelable engagée d'un montant de 1,3 milliard \$ afin de proroger son échéance jusqu'en juillet 2028. Également en mai 2023, la Société a prorogé l'échéance de sa facilité de crédit à terme non renouvelable non garantie de 500 millions \$ US jusqu'en mai 2024. La facilité est remboursable en tout temps sans pénalité.

En octobre 2023, FortisUS Inc., une société de portefeuille qui est une filiale de Fortis, a conclu une facilité de crédit renouvelable non engagée de 150 millions \$ US. La facilité arrivera à échéance en octobre 2025 et procurera une souplesse de financement pour satisfaire aux besoins de liquidités à court terme.

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 certaines autorités 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 autorités 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 2023, on s'attend à ce que les échéances et les remboursements de la dette à terme fixe consolidée se chiffrent en moyenne à 1 492 millions \$ par année au cours de chacun des cinq prochains exercices, et une proportion d'environ 73 % 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 novembre 2022, 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 \$. En septembre 2023, Fortis a lancé un programme d'émission d'actions au cours du marché dans le cadre d'un prospectus préalable de base simplifié, lequel autorisera la Société à émettre et à offrir au public, de temps à autre et à sa discrétion, des actions ordinaires pour un montant maximal de 500 millions \$ à même les actions propres. Au 31 décembre 2023, un montant de 500 millions \$ était toujours disponible en vertu du programme d'émission d'actions au cours du marché, et un montant de 1,5 milliard \$ demeurait disponible en vertu du prospectus préalable de base simplifié.

Fortis est en bonne position grâce à sa solide situation de trésorerie. 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 2024.

Au 31 décembre 2023, Fortis et ses filiales respectaient les clauses restrictives de leur dette et devraient continuer de le faire en 2024.

Sommaire des flux de trésorerie

Sommaire des flux de trésorerie

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)	2023	2022	Écart
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	209	131	78
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) :			
Activités d'exploitation	3 545	3 074	471
Activités d'investissement	(3 742)	(4 059)	317
Activités de financement	613	1 035	(422)
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	—	28	(28)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	625	209	416

Activités d'exploitation

Se reporter à la rubrique « Aperçu du rendement – Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation » à la page 4.

Activités d'investissement

La diminution des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement est attribuable au produit de la cession d'Aitken Creek, à une diminution des apports en capitaux propres projetés liés au projet Wataynikaneyap Transmission Power et à une hausse des apports des clients sous forme d'aide à la construction. La diminution a été contrebalancée en partie par l'augmentation des dépenses d'investissement en 2023 et par la hausse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien. Se reporter aux rubriques « Aperçu du rendement – Dépenses d'investissement » à la page 4 et « Programme d'investissement » à la page 23.

Activités de financement

Les flux de trésorerie liés aux activités de financement fluctuent 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 18. La diminution des flux de trésorerie provenant des activités de financement en 2023 reflète également le remboursement d'emprunts effectués sur les facilités de crédit au moyen du produit de la vente d'Aitken Creek.

Financement par emprunt

Émissions importantes de titres d'emprunt à long terme

Exercice clos le 31 décembre 2023	Mois d'émission	Taux d'intérêt (en %)	Échéance	Montant (en millions \$)	Affectation du produit
ITC					
Billets de premier rang non garantis	Juin	5,40 ¹	2033	500 \$ US	2,3,4
Billets de premier rang non garantis	Juin	4,95 ⁵	2027	300 \$ US	2,3,4
Billets de premier rang garantis	Novembre	5,65	2028	90 \$ US	3,4,6
UNS Energy					
Billets de premier rang non garantis	Février	5,50	2053	375 \$ US	2,3
Billets de premier rang non garantis	Août	5,65	2038	50 \$ US	2
Central Hudson					
Billets de premier rang non garantis	Mars	5,68	2033	40 \$ US	3,4
Billets de premier rang non garantis	Mars	5,78	2035	15 \$ US	3,4
Billets de premier rang non garantis	Mars	5,88	2038	35 \$ US	3,4
Billets de premier rang non garantis	Novembre	6,17	2028	60 \$ US	3,4
FortisAlberta					
Débetures de premier rang non garanties	Mai	4,86	2053	200	3,4
Newfoundland Power					
Obligations hypothécaires de premier rang à fonds d'amortissement	Août	5,12	2053	90	3,4
Maritime Electric					
Obligations hypothécaires de premier rang	Septembre	5,20	2053	60	3,4
Fortis					
Billets de premier rang non garantis	Novembre	5,68 ⁷	2033	500	3,4

1. ITC a conclu des contrats de fixation de taux d'intérêt qui ont réduit le taux d'intérêt effectif à 5,32 %. Se reporter à la note 26 des états financiers annuels de 2023.

2. Remboursement de la dette à long terme arrivant à échéance.

3. Aux fins générales de la Société.

4. Remboursement d'emprunts à court terme et/ou sur les facilités de crédit.

5. Représente la deuxième tranche des billets de premier rang à 4,95 % existants d'ITC, émis initialement en 2022.

6. Financement des dépenses d'investissement.

7. Fortis a conclu un contrat de fixation de taux d'intérêt qui a réduit le taux d'intérêt effectif à 5,52 %. Se reporter à la note 26 des états financiers annuels de 2023.

En janvier 2024, ITC a émis des billets de premier rang garantis à 5,98 % d'une durée de 10 ans pour un montant de 85 millions \$ US, des obligations hypothécaires de premier rang à 5,11 % d'une durée de 5 ans pour un montant de 75 millions \$ US et des obligations hypothécaires de premier rang à 5,38 % d'une durée de 10 ans pour un montant de 75 millions \$ US. Le produit sera affecté au remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit, au financement des dépenses d'investissement et à d'autres fins générales de la Société.

Financement par capitaux propres ordinaires

Émission d'actions ordinaires et dividendes versés

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$, sauf indication contraire)

	2023	2022	Écart
Actions ordinaires émises :			
Émissions avec effet sur la trésorerie ¹	43	53	(10)
Émissions sans effet sur la trésorerie ²	409	366	43
Total des actions ordinaires émises	452	419	33
Nombre d'actions ordinaires émises (en millions)	8,4	7,4	1,0
Dividendes versés sur les actions ordinaires :			
Dividendes en trésorerie	(701)	(673)	(28)
Dividendes sans effet sur la trésorerie ³	(408)	(364)	(44)
Total des dividendes versés sur les actions ordinaires	(1 109)	(1 037)	(72)
Dividendes versés par action ordinaire (en \$)	2,29	2,17	0,12

1. Inclut les actions ordinaires émises en vertu du régime d'options sur actions et du régime d'achat d'actions des employés.

2. Actions ordinaires émises en vertu du RRD et du régime d'options sur actions.

3. Dividendes sur actions ordinaires réinvestis en vertu du RRD.

Le 6 décembre 2023 et le 8 février 2024, Fortis a déclaré un dividende de 0,59 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} mars 2024 et le 1^{er} juin 2024, respectivement. Le paiement de dividendes est à la discrétion du conseil et dépend de la situation financière de la Société et d'autres facteurs.

Le 1^{er} septembre 2023, le taux du dividende fixe annuel par action pour les actions privilégiées de premier rang, série G, a été rajusté, passant de 1,0983 \$ à 1,5308 \$, pour la période de cinq ans allant jusqu'au 1^{er} septembre 2028, exclusivement.

Obligations contractuelles

Obligations contractuelles

Au 31 décembre 2023

(en millions \$)

	Total	1 ^{re} année	2 ^e année	3 ^e année	4 ^e année	5 ^e année	Par la suite
Dette à long terme :							
Capital ¹	29 703	2 296	511	2 388	2 334	1 501	20 673
Intérêts	18 007	1 189	1 154	1 123	1 038	955	12 548
Contrats de location-financement ²	1 158	36	36	36	36	36	978
Autres obligations ³	435	127	82	91	28	26	81
Autres engagements ⁴ :							
Obligations d'achat de gaz et de combustible	6 073	697	592	490	439	339	3 516
Entente sur la capacité de l'Expansion de Waneta	2 418	55	56	58	59	60	2 130
Contrats d'achat d'électricité renouvelables	1 754	128	128	128	127	127	1 116
Obligations d'achat d'électricité	1 534	336	253	199	120	114	512
Convention de servitudes avec ITC	354	13	13	13	13	13	289
Entente d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction de TEP pour le projet de réserve Roadrunner	270	266	4	—	—	—	—
Convention de recouvrement de créances	102	3	3	3	3	3	87
Contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable	63	19	7	6	6	6	19
Autres	139	30	24	8	5	4	68
	62 010	5 195	2 863	4 543	4 208	3 184	42 017

1. Montants non réduits des frais de financement différés non amortis et des escomptes non amortis de 172 millions \$. Des renseignements additionnels sont fournis à la note 14 des états financiers annuels de 2023.

2. Des renseignements additionnels sont fournis à la note 15 des états financiers annuels de 2023.

3. Comprend principalement les engagements à l'égard de la rémunération à long terme et des régimes d'avantages du personnel futurs.

4. Représente les engagements non comptabilisés. Des renseignements additionnels sont fournis à la note 27 des états financiers annuels de 2023.

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 devraient atteindre environ 4,8 milliards \$ pour 2024 et environ 25 milliards \$ sur la durée du programme d'investissement sur cinq ans allant de 2024 à 2028. Se reporter à la rubrique « Programme d'investissement » à la page 23.

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. 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 \$. Les apports en capitaux propres s'élevaient à 137 millions \$ au 31 décembre 2023.

UNS Energy a obtenu des garanties de bonne fin dans le cadre d'ententes de production conjointe visant Four Corners et Luna qui arriveront à expiration en 2041 et en 2046, respectivement, et des garanties de bonne fin liées aux activités de démantèlement à San Juan et 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 San Juan et de Navajo, les participants chercheraient à être dédommés 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 331 millions \$ est prévu. Au 31 décembre 2023, aucune obligation n'était prévue relativement à ces garanties.

Arrangements hors bilan

À l'exception de lettres de crédit en cours de 101 millions \$ au 31 décembre 2023 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	2023		2022	
	(en millions \$)	(en %)	(en millions \$)	(en %)
Aux 31 décembre				
Dette ¹	29 364	55,7	28 792	55,8
Actions privilégiées	1 623	3,1	1 623	3,1
Capitaux propres ordinaires et participations ne donnant pas le contrôle ²	21 709	41,2	21 219	41,1
	52 696	100,0	51 634	100,0

1. Inclut la dette à long terme et les contrats de location-financement, y compris la tranche courante, ainsi que les emprunts à court terme, déduction faite de la trésorerie.

2. Inclut les capitaux propres, excluant les actions privilégiées, et les participations ne donnant pas le contrôle. Les participations ne donnant pas le contrôle représentaient 3,5 % au 31 décembre 2023 (31 décembre 2022 – 3,5 %).

Données sur les actions en circulation

Au 8 février 2024, la Société avait émis et mis en circulation 490,6 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 exercées au 8 février 2024, 1,9 million 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.

Au 31 décembre 2023	Notation	Type de notation	Perspectives
S&P	A-	Émetteur	Négative
	BBB+	Titres d'emprunt non garantis	
DBRS Morningstar	A (faible)	Émetteur	Stable
	A (faible)	Titres d'emprunt non garantis	Stable
Moody's	Baa3	Émetteur	Stable
	Baa3	Titres d'emprunt non garantis	

En novembre 2023, S&P a confirmé la notation « A- » de la Société et la notation « BBB+ » des titres d'emprunt de premier rang non garantis, et a révisé les perspectives de la Société et de certaines de ses filiales, les faisant passer de stables à négatives. S&P a indiqué que le changement était attribuable à l'exposition croissante aux risques physiques liés aux changements climatiques. S&P a également révisé le seuil de rétrogradation lié au ratio entre les flux de trésorerie liés aux opérations et la dette de la Société, le faisant passer de 10,5 % à 12,0 %.

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 livrer de l'énergie plus propre.

Les dépenses d'investissement se sont élevées à 4,3 milliards \$, ce qui est conforme au programme d'investissement de 2023. En 2023, une tranche de plus de 700 millions \$ des dépenses d'investissement était destinée à livrer une énergie plus propre aux clients.

Dépenses d'investissement de 2023¹

(en millions \$, sauf indication contraire)	Entreprises de services publics réglementés							Total pour les entreprises de services publics réglementés	Activités non réglementées – Siège social et autres	Total
	ITC	UNS Energy	Central Hudson	FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric	Autres entreprises d'électricité			
Total	1 103	916	341	593	608	126	626	4 313	16	4 329

Dépenses d'investissement prévues pour 2024^{2,3}

(en millions \$, sauf indication contraire)	Entreprises de services publics réglementés							Total pour les entreprises de services publics réglementés	Activités non réglementées – Siège social et autres	Total ⁴
	ITC	UNS Energy	Central Hudson	FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric	Autres entreprises d'électricité			
Total	1 252	1 111	408	764	586	134	507	4 762	7	4 769

Programme d'investissement pour la période allant de 2024 à 2028^{2,3}

(en milliards \$)	2024	2025	2026	2027	2028	Total ⁴
Programme d'investissement sur cinq ans	4,8	4,8	4,8	5,6	5,0	25,0

1. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis » à la page 14.
2. Représente une mesure financière non conforme aux PCGR des États-Unis et prospective qui est calculée de la même manière que les dépenses d'investissement. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis » à la page 14.
3. Exclut la composante capitaux propres sans effet sur la trésorerie de la PFUPC.
4. Reflète un taux de change présumé de 1,30 \$ CA pour 1,00 \$ US. 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 d'environ 600 millions \$ au cours de la période de cinq ans visée par le programme.

Le programme d'investissement pour la période allant de 2024 à 2028, d'un montant de 25 milliards \$, affiche une hausse de 2,7 milliards \$ par rapport au programme sur cinq ans précédent. L'augmentation est attribuable à la croissance interne, qui reflète principalement les projets de transport régionaux d'ITC liés à la première tranche du plan de transport à long terme de MISO, ainsi que les investissements en Arizona afin de soutenir l'abandon du charbon par TEP. Les investissements qui soutiennent l'adaptation et la résilience des systèmes, la croissance de la clientèle et le développement économique stimulent également la croissance du capital dans l'ensemble des entreprises de services publics réglementés de la Société.

Les investissements dans une énergie plus propre au cours de la période de planification de cinq ans devraient atteindre environ 7 milliards \$ et viseront principalement le raccordement de l'énergie renouvelable au réseau, l'énergie renouvelable et le stockage en Arizona et dans les Caraïbes ainsi que des solutions en matière de gaz naturel plus propre en Colombie-Britannique. Fortis continue de mettre l'accent sur le maintien de l'abordabilité pour la clientèle en contrôlant les coûts, en investissant dans l'énergie propre pour permettre aux clients d'économiser sur le combustible, en utilisant les crédits d'impôt offerts et en mettant en œuvre des pratiques novatrices, entre autres initiatives.

Le programme d'investissement sur cinq ans comporte un faible risque et est facilement réalisable, près de 100 % des dépenses prévues devant être effectuées au sein des entreprises de services publics réglementés, et environ 20 % des investissements se rapportant aux projets d'investissement majeurs. La ventilation géographique des dépenses d'investissement prévues devrait être la suivante : 58 % aux États-Unis, dont 29 % pour ITC, 38 % au Canada et les 4 % restants dans les Caraïbes.

Le programme d'investissement sur cinq ans devrait être financé principalement au moyen des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et de la dette liée aux activités réglementées. Les produits des actions ordinaires devraient provenir du RRD et du programme d'actions ordinaires au cours du marché de la Société.

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

Base tarifaire de mi-exercice¹

(en milliards \$)	2023	2024	2028
ITC	11,5	12,0	15,6
UNS Energy	7,3	7,6	9,5
Central Hudson	3,0	3,1	4,1
FortisBC Energy	5,9	5,9	8,4
FortisAlberta	4,2	4,4	5,2
FortisBC Electric	1,7	1,7	2,0
Autres entreprises d'électricité	3,4	3,7	4,6
Total	37,0	38,4	49,4

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 49,4 milliards \$ d'ici 2028 grâce au programme d'investissement sur cinq ans, ce qui représente un taux de croissance moyen composé de 6,3 %.

Projets d'investissement majeurs compris dans le programme d'investissement pour la période allant de 2024 à 2028

(en millions \$)	Avant 2023	Données réelles pour 2023	Prévisions		Achèvement prévu
			2024	2025-2028	
ITC					
Plan de transport à long terme de MISO	—	25	106	1 371	Post-2028
UNS Energy					
Projet de système de stockage d'énergie dans des batteries de la réserve Roadrunner	—	137	300	45	2025
Projet de transport Vail-to-Tortolita	65	87	76	210	2026
Ressources énergétiques liées au plan de ressources intégré	—	—	110	307	2027
FortisBC Energy					
Projet de pipeline de gaz Eagle Mountain Woodfibre ^{1,2}	—	—	250	500	2027
Projet d'expansion de la capacité de stockage de GNL de Tilbury	20	9	18	519	Post-2028
Projet d'infrastructure de compteurs évolués	2	5	20	495	2028
Phase 1B du projet Tilbury	36	8	30	348	Post-2028
Amélioration de la capacité dans l'Okanagan	15	2	14	199	2026
Autres entreprises d'électricité					
Projet Wataynikaneyap Transmission Power ³	524	160	65	—	2024
Total		433	989	3 994	

1. Les dépenses d'investissement de 71 millions \$ en 2023 ont été entièrement financées par les apports des clients.

2. Pour la période allant de 2024 à 2028, déduction faite des apports des clients.

3. Quote-part de Fortis des dépenses d'investissement estimatives. En vertu du cadre de financement, Fortis financera uniquement sa composante capitaux propres.

Plan de transport à long terme de MISO

En 2022, le conseil d'administration de MISO a approuvé la première tranche de projets associés au plan de transport à long terme, qui représente 18 projets de transport dans la sous-région du Midwest du MISO, dont les coûts connexes totaux sont estimés à 10 milliards \$ US. Six de ces projets sont situés dans les territoires desservis par les sociétés en exploitation d'ITC membres de MISO, notamment au Michigan et en Iowa, où des dispositions relatives au droit de premier refus étaient prévues pour les propriétaires de lignes de transport titulaires (se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation – Questions réglementaires importantes » à la page 16). ITC estime que les investissements dans le transport associés à 6 des 18 projets s'établiront entre 1,4 milliard \$ US et 1,8 milliard \$ US jusqu'en 2030 et que les dépenses d'investissement seront d'environ 1,5 milliard \$ (1,2 milliard \$ US). Ces projets sont inclus dans le programme d'investissement pour la période allant de 2024 à 2028 de la Société. D'autres projets compris dans les territoires desservis par les sociétés en exploitation d'ITC membres de MISO pourraient faire l'objet d'appels d'offres concurrentiels, selon l'État dans lequel ils sont situés.

Projet de système de stockage d'énergie dans des batteries de la réserve Roadrunner

Il s'agit du plus important système de stockage d'énergie dans des batteries du portefeuille de TEP. Le système de 200 MW stockera 800 MWh d'énergie, assez pour desservir environ 42 000 foyers pendant quatre heures lorsqu'il sera pleinement déployé. TEP détiendra et exploitera le système, qui devrait être achevé en 2025.

Projet de transport Vail-to-Tortolita

Construction et mise à niveau visant le raccordement des sous-stations existantes de TEP à une nouvelle ligne de 230 kV sur le territoire desservi par TEP. La construction a commencé à la fin de 2023 et devrait être achevée en 2026.

Ressources énergétiques liées au plan de ressources intégré

Comprennent les dépenses d'investissement liées aux besoins en ressources, notamment les systèmes de production d'énergie éolienne et solaire et de stockage d'énergie, qui soutiennent la transition vers une énergie plus propre, tel qu'il est décrit dans le plan de ressources intégré de TEP pour 2023. Un appel d'offres toutes énergies, basé sur les besoins en ressources de la Société, a été publié à la fin de 2023. TEP examinera les propositions et déterminera les prochaines étapes en 2024.

Projet de pipeline de gaz Eagle Mountain Woodfibre

Prolongement du pipeline sur un site de GNL proposé à Squamish, en Colombie-Britannique. FortisBC Energy a commencé la construction du projet au second semestre de 2023, et les coûts ont été financés au moyen d'apports de Woodfibre LNG. Le projet devrait être achevé en 2027.

L'investissement total prévu de FortisBC Energy dans le projet a augmenté pour s'établir à 750 millions \$, déduction faite de l'apport des clients, comparativement au montant de 420 millions \$ précédemment prévu. L'augmentation est attribuable aux modifications apportées aux ententes précédentes relatives à l'aménagement, à la construction, au transport et à d'autres ententes commerciales avec Woodfibre LNG Limited et d'autres partenaires, qui sont entrées en vigueur lorsque les conditions substantielles restantes ont été remplies, ce qui comprenait l'approbation, par la BCUC, des tableaux de tarifs de transport modifiés. Le programme d'investissement sur cinq ans prévu de FortisBC Energy et de la Société est demeuré inchangé, compte tenu du calendrier des approbations, qui pourrait faire en sorte que certaines dépenses d'investissement seront engagées après la période de cinq ans.

Projet d'expansion de la capacité de stockage 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. Le processus réglementaire a été ajourné au début de 2023 afin que FortisBC Energy puisse préparer des renseignements supplémentaires appuyant la demande de CCNP. FortisBC Energy a l'intention de déposer les éléments probants additionnels au milieu de 2024, et la BCUC devrait rendre une décision d'ici la fin de 2024.

Projet d'infrastructure de compteurs évolués

Le projet prévoit notamment le remplacement des compteurs résidentiels et de petites entreprises par des compteurs évolués visant à favoriser la sécurité, la résilience et l'exploitation efficiente du réseau de distribution de gaz de FortisBC Energy. La demande de CCNP a été approuvée par la BCUC en 2023. L'installation des compteurs évolués devrait commencer en 2024, et le déploiement devrait être presque achevé en 2028.

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 de FortisBC Energy a reçu un décret émis par le gouvernement de la Colombie-Britannique en 2017. Un rapport initial sur la portée du projet a été déposé auprès des autorités de réglementation en vue d'appuyer 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 2024.

Amélioration de la capacité dans l'Okanagan

Construction d'une nouvelle section du pipeline et des installations connexes afin de répondre à la croissance prévue des besoins en gaz dans l'Okanagan. En mai 2023, FortisBC Energy a déposé une demande supplémentaire auprès de la BCUC afin de fournir des mises à jour concernant des éléments probants clés. En décembre 2023, la BCUC a rejeté la demande de CCNP, énonçant qu'il pourrait ne pas s'agir de la solution optimale pour combler l'insuffisance de capacité imminente, et a approuvé l'établissement d'un compte de report pour refléter les frais de développement déjà engagés.

FortisBC Energy attend une décision de la BCUC à la suite de sa demande relative à un examen approfondi révisé des activités liées au gaz renouvelable, qui vise à ce que la totalité des nouveaux raccordements résidentiels ne reçoivent que du gaz renouvelable. L'issue du processus, de même que les autres solutions qui seront envisagées, donnera à la Société la possibilité de revoir l'étendue du projet, au besoin, ou de présenter de nouveau la demande de CCNP, avec certaines modifications. FortisBC Energy déterminera les prochaines étapes de ce projet avec la BCUC d'ici le milieu de 2024.

Projet Wataynikaneyap Transmission Power

Construction d'une ligne de transport réglementée de 1 800 kilomètres 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. Au 31 décembre 2023, le projet était achevé à 98 % avec 1 353 kilomètres de lignes de transport et 14 sous-stations sous tension et dix collectivités des Premières Nations reliées au réseau électrique. Le projet est sur la bonne voie pour être achevé en 2024.

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.

Inflation Reduction Act de 2022

En 2022, l'Inflation Reduction Act (« IRA ») a été promulguée aux États-Unis. Cette loi sur la réduction de l'inflation touche notamment les programmes de sécurité énergétique et de lutte contre les changements climatiques. Parce qu'elle offre des incitatifs et des crédits d'impôt pour l'énergie propre afin de favoriser les investissements dans l'énergie propre, le stockage d'énergie, les véhicules électriques et la fabrication, l'IRA cadre avec les objectifs de Fortis en matière d'énergie plus propre et encourage les investissements continus dans un avenir énergétique plus propre.

ITC – plan de transport à long terme de MISO

Le plan de transport à long terme de MISO devrait comprendre quatre tranches. Des occasions additionnelles associées à la première tranche des projets sont décrites ci-dessus. Durant le second semestre de 2024, MISO devrait déterminer les projets associés à la deuxième tranche du plan de transport à long terme, ce qui devrait fournir des occasions d'investissement supplémentaires pour ITC.

UNS Energy – plans de ressources intégrés pour 2023

Les plans de ressources intégrés de TEP et d'UNS Electric pour 2023 ont été déposés auprès de l'ACC en novembre 2023. Ils décrivent la transition des ressources énergétiques qui doit être mise en œuvre pour répondre aux besoins croissants des clients en matière d'énergie au cours des 15 prochaines années tout en réduisant les émissions de carbone et autres incidences sur l'environnement. Cette transition devrait réduire les émissions de carbone de 80 % d'ici 2035. Les plans prévoient un service fiable et abordable et devraient fournir des occasions d'investissement additionnelles d'environ 2,5 milliards \$ US à 5,0 milliards \$ US jusqu'en 2038. Les plans de ressources intégrés pourraient être influencés par diverses politiques énergétiques aux échelons fédéral et étatique, y compris les politiques actuellement à l'étude. Le processus d'examen de l'ACC devrait se conclure à l'automne 2024. Les détails des projets visés continueront d'être définis au fur et à mesure que le processus d'examen évoluera et que des renseignements supplémentaires seront disponibles.

FortisBC Energy – GNL

Les occasions dans les infrastructures de GNL en Colombie-Britannique comprennent un nouvel agrandissement de l'usine de GNL de 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.

En ce qui a trait à l'expansion additionnelle de Tilbury, la société mère de FortisBC Energy, FortisBC Holdings Inc., a conclu une entente avec une communauté autochtone afin de prévoir la possibilité de participer, grâce à l'achat de titres de capitaux propres, à certains investissements futurs liés aux GNL, si les parties sont en mesure de respecter certaines obligations. Toute transaction envisagée est assujettie aux approbations réglementaires et à certaines conditions.

Projet Propel New York Energy

Central Hudson détient une participation minoritaire dans Transco, une coentreprise composée de sociétés liées d'autres entreprises de services publics appartenant aux investisseurs dans l'État de New York, qui vise le développement, la propriété et l'exploitation de projets de transport d'électricité dans l'État. En juin 2023, le New York Independent System Operator a retenu une proposition de Transco élaborée en partenariat avec la New York Power Authority visant la construction d'une infrastructure de transport, qui rendra possible la livraison d'au moins 3 000 MW d'électricité des centrales éoliennes au large de Long Island au reste de l'État d'ici 2030. La partie du projet prise en charge par Transco, nommée Propel New York Energy, devrait coûter environ 2,2 milliards \$ US, et la quote-part de Central Hudson est d'environ 10 %.

Autres occasions

Les autres occasions comprennent notamment des investissements dans le transport réglementé et des projets de modernisation des réseaux pour ITC; 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 et dans des mesures d'adaptation aux changements climatiques sur l'ensemble des territoires que nous couvrons.

RISQUES D'AFFAIRES

Fortis dispose d'un programme de gestion des risques d'entreprise pour cerner et évaluer la gravité et la potentialité des risques touchant ses activités. Le conseil de Fortis supervise le programme de gestion des risques d'entreprise de Fortis par l'intermédiaire de son comité d'audit pour s'assurer que la direction dispose d'un système de gestion des risques efficace pour servir de base à la planification stratégique. Le conseil d'administration de chacune des filiales supervise son propre programme de gestion des risques d'entreprise et intègre au programme de gestion des risques d'entreprise de Fortis tout risque significatif identifié. Les seuils d'importance sont passés en revue annuellement. La direction utilise des systèmes de contrôles internes pour surveiller et gérer les risques identifiés. Les risques d'affaires importants de la Société se résument comme suit.

Réglementation des services publics

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 2023. Les territoires de réglementation comprennent cinq provinces canadiennes, dix États américains et trois pays des Caraïbes; les actifs de transport sont également assujettis aux règlements de la FERC aux États-Unis.

Les autorités de réglementation appliquent les lois visant des aspects importants des activités des entreprises de services publics, notamment : les tarifs facturés aux clients, le RCP autorisé 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 par son autorité de réglementation des années témoins historiques pour établir les tarifs facturés aux clients.

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. 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 sur les taux de rendement. L'incapacité à recouvrer les coûts ou à générer un rendement pourrait avoir une incidence défavorable significative.

Dans le cadre des activités de transport, les éléments sous-jacents des tarifs établis selon une formule fixés par la FERC peuvent être contestés par des tiers, ce qui peut donner lieu à une réduction des tarifs et à des remboursements aux clients. Ces éléments sous-jacents comprennent le RCP, les suppléments du RCP et la structure du capital réputée, ainsi que les dépenses d'exploitation et d'investissement.

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.

Fortis est bien positionnée pour maintenir des relations constructives avec les autorités de réglementation par l'entremise d'équipes de gestion régionales et de conseils d'administration de filiales 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. La Société et ses entreprises de services publics pourraient devoir composer avec des difficultés et des coûts de conformité pour donner suite à ces changements dans la réglementation de manière efficace et en temps opportun. Ces changements à la réglementation ou incidences opérationnelles pourraient avoir une incidence défavorable significative.

Risques physiques

La prestation de services d'électricité et de gaz est exposée à des risques physiques, notamment l'effet des conditions climatiques rigoureuses et des catastrophes naturelles, des guerres, des actes terroristes, du vandalisme, d'une défaillance du matériel critique et d'autres catastrophes survenant à l'intérieur ou à l'extérieur des territoires de service de la Société.

Certaines entreprises de services publics d'électricité exploitent des installations sur des terrains éloignés ou 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'ouragans, d'ondes de tempête, d'emportements par les eaux, de glissements de terrains, de tremblements de terre, d'avalanches, de tempêtes de neige ou de verglas et d'autres catastrophes naturelles. De plus, l'exploitation des actifs de transport et de distribution d'électricité peut causer des incendies, principalement provoqués par des défaillances de l'équipement, la chute d'arbres ou la foudre touchant des lignes ou de l'équipement.

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.

Les accidents et les catastrophes naturelles affectant les entreprises de services publics de gaz ou d'électricité de la Société peuvent entraîner l'interruption des services, des déversements et des passifs environnementaux proportionnels ou d'autres obligations.

L'équipement et les installations de production sont exposés à certains risques physiques, notamment un bris d'équipement ou les dommages causés par les incendies, les inondations ou les autres catastrophes naturelles 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.

Les risques susmentionnés 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, s'il a été déterminé que leurs installations sont responsables d'un incendie ou y ont contribué.

Les réseaux d'électricité et de gaz nécessitent de la maintenance, des améliorations et des remplacements continus. 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 entrepreneurs ainsi que celle du public.

L'interruption des services, les autres répercussions et obligations, qu'elles soient causées par l'incapacité de mettre en œuvre ou d'achever adéquatement les programmes de dépenses d'entretien et d'investissement autorisés, par les phénomènes météorologiques violents ou par d'autres risques physiques, peuvent se traduire par une perte si elles ne sont pas atténuées par des contrats d'assurance ou le recouvrement des coûts à même les tarifs facturés aux clients. Toutes les répercussions potentielles des risques physiques qui précèdent pourraient avoir une incidence défavorable significative.

Les risques physiques susmentionnés peuvent être exacerbés par le risque lié aux changements climatiques décrit ci-dessous.

Changements climatiques

Risque physique lié au climat

Les changements climatiques pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de fournir des services d'électricité et de gaz fiables et sécuritaires. On prévoit que les changements climatiques entraîneront une hausse des températures et des phénomènes météorologiques plus fréquents et plus violents, ce qui pourrait perturber la fiabilité des réseaux d'électricité et de gaz. Les risques physiques associés aux changements climatiques exigent que les entreprises de services publics de la Société s'adaptent pour continuer à fournir un service fiable aux clients.

Le temps violent, principalement les orages, les inondations, les incendies de forêt, les ouragans, les ondes de tempête, les rivières atmosphériques ainsi que les tempêtes de neige ou de verglas, de même que les événements récents liés au temps violent, ont une incidence sur les territoires de service de la Société. La fréquence accrue de ces événements pourrait faire augmenter les coûts engagés dans la prestation des services en raison de l'augmentation des réparations et de la mise en œuvre de plans d'urgence. Les conditions météorologiques extrêmes et les variations de température nécessitent des processus de sauvegarde du système informatique et peuvent entraîner une pression sur le réseau, y compris des interruptions de service, et réduire l'efficacité des installations au fil du temps. Les variations des précipitations ayant une incidence sur l'humidité du sol ou les niveaux de l'eau ou 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 répercussions à plus long terme des changements climatiques, comme une hausse soutenue des températures, l'élévation du niveau de la mer, l'accroissement des ondes de tempête et des inondations plus importantes pourraient entraîner l'interruption des services, une réduction de la durée de vie des actifs, une hausse des coûts de réparation et de remplacement et des coûts liés au renforcement des normes de conception et des systèmes. Les répercussions des changements climatiques peuvent amplifier les risques physiques (se reporter à la section « Risques physiques » à la page 28).

Les risques physiques posés par les répercussions des changements climatiques et les dommages aux actifs, l'interruption des services, les coûts de réparation et de remplacement et les demandes de dommages-intérêts de la part de tiers qui en découlent pourraient avoir une incidence défavorable significative si ces situations ne sont pas résolues de façon efficace et en temps opportun ou si elles ne sont pas atténuées par des contrats d'assurance ou des recouvrements de coûts réglementaires. Une augmentation du risque d'affaires associé aux changements climatiques pourrait également avoir une incidence sur les notations, ce qui pourrait 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 (se reporter à la section « Accès à des capitaux » à la page 34).

Risque de transition lié au climat

Alors que l'économie effectue une transition vers la décarbonation et que l'énergie renouvelable est de plus en plus utilisée en vertu de divers engagements nationaux et internationaux, les risques liés aux changements politiques, législatifs, technologiques et au marché augmentent, ce qui pourrait avoir des incidences sur les capitaux et la situation financière de la Société et de ses entreprises de services publics.

En raison de l'incidence de la transition vers un avenir énergétique plus propre, les entreprises de services publics de la Société devront gérer efficacement les exigences réglementaires et juridiques, les nouvelles normes de résilience, l'intégration des nouvelles technologies et les répercussions sur la demande des clients et les tarifs qui leur sont facturés, entre autres. L'incapacité à s'adapter de façon appropriée aux changements climatiques et à décarboner pourrait miner la capacité des entreprises de services publics de fournir un service sûr et économique, ce qui pourrait nuire à la réputation et entraîner d'autres répercussions.

Fortis s'attend à ce que les politiques gouvernementales et les règlements évoluent plus rapidement au cours des prochaines années (se reporter à la section « Réglementation en matière d'environnement » à la page 30). En outre, l'adoption d'initiatives visant à réduire les émissions de GES, à accroître l'utilisation de l'énergie renouvelable et à contrôler ou limiter les effets des changements climatiques a encouragé le développement de nouvelles technologies de production d'énergie renouvelable permettant d'accroître l'efficacité du stockage d'énergie et de réduire la consommation d'énergie. Des risques liés à la conception des infrastructures et des retards pourraient survenir à mesure que la disponibilité des nouvelles technologies se généralisera. Les réseaux de distribution d'énergie des entreprises de services publics devront faire l'objet de modifications et de mises à jour technologiques afin de fournir des quantités croissantes d'énergie renouvelable aux clients de manière efficace (se reporter à la section « Développement de technologies » à la page 32).

La disponibilité de mécanismes réglementaires et la capacité des entreprises de services publics de la Société à transférer les coûts connexes aux clients demeurent incertaines. Le décalage attribuable à la réglementation découlant de l'adoption d'initiatives relatives aux changements climatiques ou de la disponibilité de mécanismes de recouvrement réglementaires dans certains territoires pourrait causer un préjudice financier à Fortis et à ses entreprises de services publics (se reporter à la section « Réglementation des services publics » à la page 28).

Fortis a un plan visant à réduire ses émissions directes de GES de 50 % d'ici 2030 et de 75 % d'ici 2035 par rapport à l'année de référence 2019. Des avancées technologiques devront être réalisées pour que la Société élimine les 25 % restants de ses émissions directes de GES d'ici 2050, dans le but d'atteindre son objectif d'éliminer ses émissions nettes, tout en préservant la fiabilité du système et l'abordabilité pour la clientèle. Outre le développement et la mise en œuvre de technologies énergétiques pertinentes, la capacité de la Société à atteindre ses objectifs liés au climat dépend de nombreux facteurs, notamment l'étendue du territoire de service de la Société, le fait que les besoins de capacité demeurent conformes aux attentes actuelles, l'incidence des règlements ou des lois futurs ou l'adoption par le public de produits énergétiques de remplacement, ce qui pourrait faire en sorte que les résultats réels et la capacité d'atteindre ces objectifs diffèrent des attentes de manière significative. L'incidence définitive de l'atteinte de ces objectifs ou de l'incapacité à les atteindre pourrait porter atteinte à la réputation, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative.

Cybersécurité et technologies de l'information et de l'exploitation

En tant qu'exploitants d'infrastructures énergétiques importantes, les entreprises de services publics de la Société peuvent faire face au risque de cybercrime, notamment des cyberattaques, des atteintes à la sécurité des données, de la cyberextorsion ou des compromissions similaires. L'efficacité du fonctionnement des entreprises de services publics de la Société est tributaire de l'utilisation 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, y compris les installations d'électricité et 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. La Société fait également appel à des tiers fournisseurs de services afin de faciliter la gestion et la surveillance des systèmes de sécurité de l'information, des outils de communication et du traitement des données de la Société.

Les systèmes de technologie de l'information et de l'exploitation, y compris ceux des tiers fournisseurs de services de la Société, peuvent être vulnérables à un accès non autorisé ou à une interruption à la suite de cyberattaques et d'autres types d'attaques, y compris le piratage, les logiciels malveillants, les actes de guerre ou de terrorisme et les actes de vandalisme, entre autres. En outre, les conflits géopolitiques pourraient accroître la complexité, l'ampleur ou la fréquence des cyberattaques, dont certaines pourraient même être déclenchées par des États. De tels événements pourraient entraîner la perturbation des services énergétiques et des autres activités commerciales, notamment une perturbation des contrôles internes et des processus, des dommages matériels, une corruption ou la non-disponibilité des données essentielles, l'appropriation illicite ou le vol, la perte ou la divulgation de renseignements sensibles, confidentiels et exclusifs à propos des activités ou de renseignements personnels des clients ou des employés. Tandis que la Société poursuit sa collaboration avec des tiers fournisseurs, l'exposition de la Société à ces risques augmente (se reporter à la section « Dépendance envers la chaîne d'approvisionnement et des tiers » à la page 34).

Une atteinte significative à la cybersécurité des systèmes de sécurité de l'information de la Société ou de tiers fournisseurs de services, ou tout délai dans l'évaluation du caractère significatif de ces atteintes et des obligations de présentation et de communication de l'information connexe ou incapacité à procéder à cette évaluation, pourrait avoir une incidence négative sur la performance financière de la Société, sur sa réputation et sa respectabilité aux yeux des clients, des autorités de réglementation et des marchés financiers et pourrait l'exposer à des demandes de dommages-intérêts de la part de tiers ou à des sanctions réglementaires. 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 réglés, ce qui pourrait 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 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 rubrique « Programme d'investissement » à la page 23. 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 des fluctuations des prix des produits de base, des coûts d'approvisionnement et de la main-d'œuvre, des contraintes dans la chaîne d'approvisionnement, 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 autorités 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, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative.

Réglementation en matière d'environnement

Les activités de la Société sont assujetties à des lois et règlements en matière d'environnement, y compris ceux qui concernent les émissions dans l'air, les rejets dans l'eau ou le sol, l'utilisation de l'eau et l'élimination et le confinement des déchets dangereux, de même qu'à des enquêtes et à des remises en état en cas de contamination, entre autres.

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.

Le défaut de se conformer aux lois et aux règlements en matière d'environnement, ou d'obtenir ou de respecter les permis en matière d'environnement nécessaires en vertu de ces lois et règlements, pourrait entraîner des injonctions, des amendes ou d'autres pénalités. De plus, 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 connexes, peuvent survenir 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 et règlements en matière d'environnement applicables ou de tout acte ou omission de la part de l'entreprise. Ces responsabilités 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 ou par des mécanismes réglementaires, ces coûts pourraient avoir une incidence défavorable significative.

Les lois et les règlements en matière d'environnement continuent d'évoluer et pourraient se traduire par des charges supplémentaires importantes. La gestion des émissions de GES et les exigences connexes en matière de décarbonation constituent des préoccupations importantes, en raison des lois, des règlements et directives fédérales, provinciales et étatiques nouvelles et imminentes en matière de GES. On s'attend à ce que la réglementation devienne plus imposante et que le rythme des changements réglementaires visant à assurer la fiabilité, la résilience, la planification des ressources et la sécurité s'accélère en réaction aux changements climatiques. Les lois futures pourraient avoir une incidence sur les actifs de production, les activités, l'approvisionnement énergétique, les coûts d'exploitation, les obligations de présentation de l'information et d'autres aspects significatifs des activités de la Société. 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 (se reporter à la section « Changements climatiques » à la page 29).

Santé et sécurité

Les activités des entreprises de services publics de la Société comportent un risque intrinsèque pour la santé et la sécurité des employés et du public. Une blessure ou une perte de vie pourrait découler de l'incapacité à mettre en œuvre ou à respecter des procédures appropriées en matière de santé et de sécurité et avoir des répercussions sur les activités, la réputation ou la situation financière, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative. De plus, le non-respect des règlements en matière de santé et de sécurité pourrait entraîner des amendes, des pénalités, des atteintes à la réputation, des litiges, une hausse des coûts liés aux investissements et à l'exploitation ou l'issue défavorable de questions réglementaires.

Caractère concurrentiel du gaz naturel

Environ 21 % des produits de la Société sont tirés de la livraison de gaz naturel. 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 les besoins en chauffage des locaux et de l'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 devenait moins concurrentiel en raison des prix ou d'autres facteurs, comme des politiques gouvernementales ou la perception du public à l'égard du gaz naturel ou de son intensité carbonique par rapport à d'autres sources d'énergie, la capacité de la Société de gagner de nouveaux clients pourrait être entravée. Les clients existants pourraient également réduire leur consommation ou passer à l'électricité, ce qui exercerait une pression supplémentaire sur les tarifs et, à l'extrême, pourrait ultimement se traduire par une incapacité à transférer les coûts engagés par une entreprise de services publics dans les tarifs facturés aux clients.

Les politiques gouvernementales pourraient également se répercuter sur le caractère concurrentiel du gaz naturel en Colombie-Britannique. Comme les gouvernements élaborent des politiques visant à gérer les changements climatiques, toute modification apportée à la politique énergétique pourrait avoir une incidence sur la nature concurrentielle du gaz naturel par rapport à d'autres sources d'énergie.

Il existe aussi d'autres enjeux concurrentiels qui se répercutent sur le choix du gaz naturel parmi les nouvelles offres rattachées aux habitations, tels que l'intensité carbonique de la source d'énergie et le type de logements construits. Dans le cadre de leurs propres plans de politiques sur les changements climatiques, les gouvernements locaux peuvent utiliser divers outils à leur disposition, tels que les contrats de franchise, les permis, les codes de construction et les règlements de zonage, pour imposer des limites relatives aux 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 énergétiques 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 de gaz naturel ou de fidéliser les clients existants.

Si le gaz naturel devenait moins concurrentiel, en raison des prix, de politiques gouvernementales ou d'autres facteurs, cette situation pourrait avoir une incidence défavorable significative.

Conjoncture politique

La conjoncture politique, aux niveaux local, national ou mondial, peut avoir une incidence sur les lois en matière d'énergie, les politiques gouvernementales en matière d'énergie et les décisions réglementaires. Par exemple, les pressions ou interventions politiques visant à répondre aux préoccupations relatives aux prix de l'énergie et à l'abordabilité pour la clientèle pourraient avoir une incidence sur les décisions réglementaires, ainsi que sur la période au cours de laquelle les entreprises de services publics de la Société recouvrent les coûts autorisés.

L'entreprise est également exposée aux risques liés aux relations internationales et aux événements géopolitiques. L'instabilité ou les événements politiques, économiques ou sociaux, les différends commerciaux, l'augmentation des tarifs, les modifications des lois ou l'application de règlements rigoureux aux activités existantes, les restrictions sur les devises, de même que l'incidence des changements au sein du leadership politique pourraient entraîner une hausse des prix des produits de base, avoir une incidence sur la disponibilité et le coût de l'énergie ou, de façon générale, sur la conjoncture économique mondiale, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative (se reporter aux sections « Réglementation en matière d'environnement » à la page 30 et « Conjoncture économique générale » à la page 33).

Développement de technologies

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 mises à la disposition des clients 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.

De plus, la mise en œuvre de nouveaux systèmes de technologie de l'information et de technologies émergentes, comme l'infonuagique et l'intelligence artificielle, au sein de l'entreprise, y compris ceux qui ont une incidence sur les activités des entreprises de services publics et les systèmes de facturation des clients, comporte le risque que ces technologies ou systèmes ne fonctionnent pas comme prévu. L'incapacité à entretenir, à mettre à niveau, à remplacer ou à mettre en œuvre de façon appropriée ces nouveaux systèmes ou technologies pourrait poser un risque accru d'incident lié à la cybersécurité et avoir une incidence défavorable sur l'efficacité opérationnelle, les produits ou la réputation (se reporter à la section « Cybersécurité et technologies de l'information et de l'exploitation » à la page 30).

Variabilité des conditions climatiques et des saisons

La consommation d'électricité varie considérablement en fonction des changements saisonniers des conditions climatiques, qui sont touchés et continueront d'être touchés par les changements climatiques (se reporter à la section « Changements climatiques » à la page 29). 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. La production hydroélectrique est sensible aux volumes des précipitations, et des variations imprévues des volumes saisonniers des précipitations peuvent avoir une incidence négative sur les activités.

Les conditions climatiques et les saisons ont une incidence marquée sur les volumes de distribution de gaz, puisque la majeure partie du gaz naturel est utilisée pour le chauffage domestique par la clientèle résidentielle. Le bénéfice des entreprises de services publics de gaz de la Société est habituellement plus élevé au cours des premier et quatrième trimestres. 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'absence ou l'abandon des principaux mécanismes réglementaires pourrait entraîner des variations liées aux conditions climatiques importantes et prolongées par rapport aux normes saisonnières, ce qui aurait une incidence défavorable significative.

Approbatons 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, de consultations et d'autres approbations de divers ordres de gouvernement, d'autorités de réglementation, d'organismes gouvernementaux ou d'autres tiers. Rien ne garantit : i) que 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 of 2005 prévoit un cadre réglementaire qui exige des propriétaires, exploitants et utilisateurs du réseau de transport d'électricité de gros aux États-Unis qu'ils se conforment 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 et en Alberta. 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, notamment en raison de l'exclusion des coûts connexes des tarifs facturés aux clients et d'autres 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 à ces processus. À ce jour, la politique du gouvernement de la Colombie-Britannique consiste à structurer les règlements sans porter atteinte aux droits existants des 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 un tiers détient des permis d'accès. Pour certains de ces permis, il est nécessaire d'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.

Certaines installations détenues conjointement et certaines parties des lignes de transport de TEP sont situées sur des terres tribales et font l'objet de contrats de location, de servitudes foncières et d'autres droits de passage qui sont en vigueur pour des périodes déterminées. L'incapacité de recevoir les approbations futures pour un accès continu aux installations et aux terrains 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 nuire à la réputation de Fortis, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative.

Conjoncture économique générale

Les changements liés à la conjoncture économique générale, à l'inflation, 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 des ventes et une diminution des dépenses d'investissement, particulièrement si les clients et la croissance de la base tarifaire sont touchés. Un repli marqué et prolongé de la situation économique pourrait nuire à la capacité de la clientèle à payer leurs factures en temps opportun. Chacun de ces facteurs pourrait entraîner une dépréciation du goodwill ou d'autres actifs à long terme, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative. De plus, l'incidence de facteurs macroéconomiques, qui comprennent, sans s'y limiter, les relations internationales et les événements géopolitiques, pourrait entraîner une détérioration de la conjoncture économique ou accroître la volatilité des marchés des capitaux propres, ce qui pourrait avoir une incidence sur les activités et la situation financière de la Société ou avoir une incidence défavorable sur le cours de l'action de la Société.

Volatilité des prix des produits de base

Les coûts de l'électricité et du gaz achetés 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 autorités 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; et ii) de stratégies de gestion du risque lié au prix approuvées par les autorités de réglementation, comme l'utilisation de contrats dérivés qui fixent efficacement les coûts (se reporter à la rubrique « Instruments financiers – Dérivés » à la page 40).

Rien ne garantit que les mécanismes ou stratégies actuellement approuvés par les autorités de réglementation demeureront en place dans l'avenir. De plus, malgré ces mécanismes et stratégies, 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, ce qui 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 et n'est pas produite par les entreprises de services publics de la Société. 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 se traduire par une perte ou une augmentation du coût de l'électricité et du gaz achetés, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative. Le coût et la disponibilité de l'électricité et du gaz achetés pourraient subir l'incidence défavorable des facteurs mentionnés aux sections « Changements climatiques » à la page 29, « Réglementation en matière d'environnement » à la page 30 et « Volatilité des prix des produits de base » à la page 33.

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 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.

Central Hudson a enregistré une hausse des débiteurs à la suite de la suspension des activités de recouvrement en raison de la pandémie de COVID-19, ainsi que de la hausse des prix des produits de base. Central Hudson continue de communiquer de façon proactive avec les clients au sujet des soldes impayés afin de les informer de l'aide financière offerte dans le cadre des programmes étatiques, et les activités de recouvrement continuent de s'intensifier. En vertu de son cadre réglementaire, Central Hudson peut différer les radiations de créances non recouvrables qui excèdent de 10 points de base les montants qui seront recouverts à même les tarifs facturés aux clients.

UNS Energy, Central Hudson, FortisBC Energy et Fortis sont exposées à un risque de crédit découlant du risque de défaut des contreparties à leurs contrats 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, Central Hudson et FortisBC Energy ont conclu certaines ententes contractuelles exigeant des contreparties qu'elles fournissent des garanties.

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

Dépendance envers la chaîne d'approvisionnement et des tiers

Les perturbations de la chaîne d'approvisionnement à l'échelle nationale et mondiale, qu'elles découlent de problèmes physiques ou informatiques, pourraient retarder la livraison ou entraîner des pénuries de certains matériaux, pièces d'équipement et autres ressources qui sont essentiels au fonctionnement des entreprises de services publics de la Société. L'incapacité à éliminer ou à gérer les contraintes dans la chaîne d'approvisionnement pourrait avoir une incidence sur la disponibilité des éléments nécessaires pour soutenir les activités ainsi que des matériaux requis pour assurer la croissance continue de l'infrastructure, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative. Les incidents liés à la cybersécurité survenant dans la chaîne d'approvisionnement de la Société ou les cyberattaques émanant de la chaîne d'approvisionnement de la Société pourraient en outre entraîner la perturbation des services énergétiques et des autres activités commerciales, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative.

Taux d'intérêt

En général, le cours du marché des actions ordinaires de la Société est inversement corrélé aux fluctuations des taux d'intérêt. De plus, les RCP autorisés sont exposés aux fluctuations des taux d'intérêt à long terme. Bien qu'une hausse des taux d'intérêt puisse se traduire par une hausse du RCP autorisé, il y a souvent un décalage relativement à ces variations du RCP en raison des échéanciers réglementaires. 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. Bien que les charges d'intérêt des entreprises de services publics réglementés soient généralement recouvrées à même les tarifs facturés aux clients, l'abandon des mécanismes réglementaires qui permettent le transfert des charges d'intérêts réelles, l'incidence du décalage attribuable à la réglementation à UNS Energy et la hausse des charges financières sur la dette de la société de portefeuille pourraient avoir une incidence défavorable significative.

Risque de change

Au 31 décembre 2023, 67 % des actifs de la Société étaient situés à l'extérieur du Canada. En outre, 61 % des produits de 2023 proviennent d'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 Fortis Belize 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. Le programme d'investissement sur cinq ans de 25 milliards \$ de la Société pour la période allant de 2024 à 2028 tient également compte de l'exposition au risque de change.

Fortis limite son exposition au dollar américain au moyen de la couverture. La Société a émis des titres d'emprunt à long terme libellés en dollars américains et les a désignés à titre de couverture efficace des investissements nets dans des établissements à l'étranger. Fortis a également conclu des contrats de change et des swaps de devises pour gérer une partie de son exposition au risque de change.

Comme le bénéfice et les flux de trésorerie ne sont que partiellement couverts, ils continuent de subir l'incidence des fluctuations du taux de change. De plus, rien ne garantit que les stratégies de couverture existantes demeureront efficaces et, par conséquent, une baisse importante et prolongée du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien pourrait avoir une incidence défavorable significative.

Accès à des capitaux

La Société et certaines de ses filiales ont contracté des dettes d'un montant significatif. 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, les notations et le profil de facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance de Fortis et de ses filiales. 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.

Fortis est une société de portefeuille et, à ce titre, n'exerce aucune activité génératrice de produits. Les filiales de la Société sont des entités juridiques distinctes et n'ont aucune obligation indépendante de verser des dividendes à Fortis. Avant de verser des dividendes à la Société, les filiales ont des obligations financières qui doivent être respectées, y compris, notamment, leurs charges d'exploitation et leurs obligations envers les créanciers. En outre, les entreprises de services publics réglementés de la Société sont tenues de maintenir un ratio minimum des capitaux propres par rapport au capital total qui peut limiter leur capacité de verser des dividendes à la Société ou peut obliger la Société à faire un apport de capital à ces filiales. L'adoption future de lois ou de règlements peut interdire ou limiter davantage la capacité des filiales de la Société de verser des dividendes ou de rembourser la dette intersociétés. De plus, en cas de liquidation ou de restructuration d'une filiale, les droits de la Société à participer au partage des actifs seront assujettis aux réclamations prioritaires des créanciers de la filiale. Par conséquent, la capacité de la Société de générer des flux de trésorerie pour assurer le service de sa dette et verser des dividendes dépend de la capacité de ses filiales à générer un bénéfice et des flux de trésorerie durables et de verser des dividendes et rembourser leurs emprunts.

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 18.

Imposition

Les changements des taux d'imposition et des lois fiscales du Canada, des États-Unis et d'autres pays pourraient avoir des répercussions sur le bénéfice de Fortis et ses filiales. Il est impossible de prédire la nature, le moment ou l'incidence de modifications des lois fiscales qui pourraient 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 fiscale peut entraîner un délai du recouvrement ou le non-recouvrement pour certaines périodes. 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.

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 pour de tels actifs 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 pertes découlant de dommages, de responsabilités ou d'interruptions des activités réels, et les montants connexes, seront entièrement couverts par l'assurance; 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 d'assurance ou du règlement des sinistres pourrait avoir une incidence défavorable significative. La disponibilité et le coût de certains types d'assurance pourraient subir l'incidence défavorable des risques décrits à la section « Changements climatiques » à la page 29.

Pandémies et crises de santé publique

La Société pourrait être touchée de façon négative par des éclosions généralisées de maladies transmissibles ou d'autres crises de santé publique qui provoquent des perturbations économiques, notamment. Les éclosions de maladies transmissibles ainsi que les efforts visant à réduire les effets sur la santé et à contrôler la propagation de ces maladies peuvent entraîner des restrictions des activités commerciales, y compris la fermeture d'entreprises et d'autres possibles répercussions découlant d'une réduction de la disponibilité et de la productivité de la main-d'œuvre, des perturbations de la chaîne d'approvisionnement, des retards dans les projets de construction, des perturbations des marchés financiers, des mesures gouvernementales et réglementaires et d'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 (se reporter à la section « Conjoncture économique générale » à la page 33).

Les entreprises de services publics de la Société fournissent des services essentiels et doivent être opérationnelles et entretenues pendant toute la durée d'une pandémie ou d'une crise de santé publique, même si de tels événements peuvent nuire aux activités et augmenter les coûts d'exploitation. La durée et la gravité d'une pandémie ou d'une crise de santé publique pourraient 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, ce qui s'applique aussi à la dotation des postes stratégiques. 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 ou à pourvoir des postes stratégiques au sein de la Société ou de ses entreprises de services publics 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 autorités de réglementation ne permettraient pas de recouvrer entièrement dans les tarifs facturés aux clients 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. Des mécanismes de report réglementaires sont en vigueur au sein de plusieurs entreprises de services publics de la Société, lesquels permettent le transfert dans les tarifs facturés aux clients de certaines incidences associées aux fluctuations du marché. Des perturbations marquées et prolongées sur les marchés, des baisses importantes de la valeur de marché des placements détenus pour satisfaire les obligations du régime, des variations du taux d'actualisation, le profil démographique des participants, des modifications des lois et des règlements, ainsi que des changements dans le traitement réglementaire des coûts liés aux avantages postérieurs au départ à la retraite, pourraient se traduire par une augmentation des charges des régimes ou nécessiter un financement additionnel des régimes, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante.

Réputation, relations et activisme des parties prenantes

Rien ne garantit que les processus, contrôles ou audits internes permettront d'assurer la conformité avec les politiques internes de la Société, y compris son code de conduite, ou avec les lois anticorruptions. Les employés, les sociétés affiliées, les entrepreneurs indépendants ou les mandataires peuvent enfreindre ces politiques et ces lois, ce qui pourrait nuire à notre réputation, en plus de nous exposer à des amendes, pénalités ou litiges potentiels, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative.

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 de projets d'investissement majeurs, pourrait avoir une incidence sur la réputation de la Société et une incidence importante sur ses activités et le développement d'infrastructures. Se reporter aux sections « Approbations nécessaires » à la page 32 et « Revendications territoriales de la part des peuples autochtones » à la page 33.

Les parties prenantes externes s'opposent de plus en plus aux sociétés en ce qui a trait aux changements climatiques, au développement durable, à la diversité, aux rendements (dont le RCP et le RAB), 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.

Contrôles et procédures de communication de l'information et CIIF

Les contrôles et les procédures de communication de l'information et le CIIF pourraient ne pas prévenir ni détecter toutes les anomalies, et même les contrôles qui sont jugés efficaces ne peuvent fournir qu'une assurance raisonnable, et non absolue, à l'égard de la préparation et de la présentation des états financiers. L'incapacité à prévenir, détecter et corriger adéquatement des anomalies pourrait avoir une incidence défavorable significative.

Poursuites judiciaires et administratives et autres poursuites

Des poursuites judiciaires et administratives et d'autres 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 liées à des lésions corporelles ou à des dommages matériels, de poursuites intentées par les autorités 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

Futures prises de position faisant autorité en comptabilité

Information sectorielle

L'ASU n° 2023-07, Improvements to Reportable Segment Disclosures, publiée en novembre 2023, entrera en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2024 et les périodes intermédiaires ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2025 de Fortis, sur une base prospective dans les deux cas. L'ASU exige la présentation d'informations sectorielles supplémentaires sur une base annuelle et intermédiaire, y compris les charges sectorielles importantes et les autres éléments sectoriels qui sont pris en compte dans le calcul du résultat net sectoriel. Fortis évalue à l'heure actuelle l'incidence de ce changement sur ses informations à fournir.

Impôt sur le résultat

L'ASU n° 2023-09, Improvements to Income Tax Disclosures, publiée en décembre 2023, entrera en vigueur pour Fortis le 1^{er} janvier 2025 sur une base prospective; l'application rétrospective et l'adoption anticipée sont permises. L'ASU exige la présentation d'informations supplémentaires relativement à l'impôt sur le revenu en fonction du territoire afin de refléter l'exposition d'une entité aux changements éventuels de la législation fiscale, ainsi que les risques et occasions connexes. Fortis évalue à l'heure actuelle l'incidence de ce changement sur ses informations à fournir.

Des renseignements additionnels sur les futures prises de position faisant autorité en comptabilité sont présentés à la note 3 des états financiers annuels de 2023.

Estimations comptables critiques

Généralités

La préparation des états financiers annuels de 2023 exige que la direction fasse des estimations et pose des jugements qui influent sur les montants comptabilisés 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 différer de façon importante de ces estimations.

Actifs et passifs réglementaires

Au 31 décembre 2023, Fortis avait comptabilisé des actifs réglementaires de 4,4 milliards \$ (2022 – 4,0 milliards \$) et des passifs réglementaires de 4,0 milliards \$ (2022 – 3,9 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

(en millions \$, sauf indication contraire)

	Régimes de retraite à prestations définies		Régimes d'AAPE	
	2023	2022	2023	2022
Situation de capitalisation ¹				
Obligation au titre des prestations ²	(3 347)	(3 063)	(596)	(582)
Actifs des régimes	3 313	3 079	430	389
	(34)	16	(166)	(193)
Coût net des prestations ²	21	19	15	26
Hypothèses principales (en % moyen pondéré) :				
Taux d'actualisation aux 31 décembre ³	4,84	5,27	4,94	5,36
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes ⁴	6,58	5,87	5,92	5,00
Taux de croissance de la rémunération	3,37	3,33	—	—
Taux de croissance tendanciel du coût des soins de santé ⁵	—	—	4,52	4,48

- 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.
- 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.
- 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. Le taux d'actualisation utilisé au cours de l'exercice relativement aux régimes de retraite à prestations définies et aux régimes d'AAPE est de 5,36 % (2022 – 2,97 %) et de 5,39 % (2022 – 2,97 %), respectivement.
- 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.
- Établi au moyen de calculs actuariels, le taux projeté pour 2024 est de 5,95 % et devrait diminuer au cours des 10 prochaines années pour s'établir à 4,52 % en 2033 et demeurer à ce niveau par la suite.

Analyse de sensibilité	Taux de rendement		Taux d'actualisation		Taux tendanciel du coût des soins de santé	
	Variation de 1 %		Variation de 1 %		Variation de 1 %	
	Augmentation	Diminution	Augmentation	Diminution	Augmentation	Diminution
Exercice clos le 31 décembre 2023 (en millions \$)						
Régimes de retraite à prestations définies :						
Coût net des prestations	(30)	26	(29)	38	s.o.	s.o.
Obligation au titre des prestations projetées	8	(58)	(382)	456	s.o.	s.o.
Régimes d'AAPE :						
Coût net des prestations	(4)	4	(9)	10	13	(11)
Obligation au titre des prestations constituées	—	—	(71)	87	66	(63)

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.

ITC, Central Hudson, FortisBC Energy, FortisBC Electric et Newfoundland Power disposent de mécanismes approuvés par les autorités 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 2023, Fortis avait comptabilisé des immobilisations corporelles et incorporelles de 44,9 milliards \$ (2022 – 43,2 milliards \$), soit 68 % du total des actifs (2022 – 67 %). Le montant des amortissements de ces immobilisations a totalisé 1,7 milliard \$ en 2023 (2022 – 1,6 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 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 2023, ce passif réglementaire s'établissait à 1,5 milliard \$ (2022 – 1,3 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'autorité de réglementation.

Dépréciation du goodwill

Au 31 décembre 2023, Fortis avait comptabilisé un goodwill de 12,2 milliards \$ (2022 – 12,5 milliards \$), ce qui représente 18 % du total de l'actif (2022 – 19 %). La diminution du goodwill est attribuable à la baisse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien au 31 décembre 2023 par rapport au 31 décembre 2022, ainsi qu'à l'incidence connexe sur la conversion du goodwill libellé en dollars américains. Le goodwill a également diminué de 27 millions \$ en 2023 en raison de la cession d'Aitken Creek.

Le goodwill de chaque unité 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 est effectuée, 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.

Impôt sur le résultat

Au 31 décembre 2023, les passifs d'impôt différé et l'impôt à recevoir inclus dans les débiteurs et autres actifs courants, l'impôt différé inclus dans les actifs réglementaires et l'impôt différé inclus dans les passifs réglementaires totalisaient 4,4 milliards \$, 78 millions \$, 2,1 milliards \$ et 1,3 milliard \$, respectivement (2022 – 4,1 milliards \$, impôt à payer inclus dans les créditeurs et autres passifs courants de 88 millions \$, de 1,9 milliard \$ et de 1,4 milliard \$, respectivement). La charge d'impôt s'est chiffrée à 360 millions \$ en 2023 (2022 – 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 selon les taux d'imposition en vigueur et les lois qui seront en vigueur lorsque 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 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. 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 autorités 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.

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, Colombie-Britannique et Alberta). Les années d'imposition de 2018 à 2023 de la Société peuvent toujours faire l'objet d'un contrôle fiscal dans les territoires canadiens, et les années d'imposition de 2019 à 2023, dans les territoires des États-Unis. L'incidence de ces contrôles de la conformité fiscale sur la Société pourrait être significative (se reporter à la rubrique « Risques d'affaires – Imposition » à la page 35).

En 2023, un impôt sur le revenu minimal de remplacement pour les sociétés de 15 % a été instauré aux États-Unis. Cet impôt n'a eu aucune incidence significative sur Fortis en 2023 et la Société ne s'attend pas à ce qu'il ait une incidence significative sur ses résultats financiers, ses flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ni sur ses notations au cours de la période de cinq ans visée par le programme.

En novembre 2023, le ministère des Finances du Canada a mis à jour son avant-projet de loi en ce qui concerne les limites de déductibilité des intérêts et l'impôt minimum mondial. La loi devrait être promulguée en 2024 et entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2024. Ces limites et cet impôt devraient s'appliquer à Fortis, mais, à l'heure actuelle, la Société ne s'attend pas à ce qu'ils aient une incidence significative sur ses résultats financiers, ses flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ni sur ses notations.

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.

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 – Poursuites judiciaires et administratives et autres poursuites » à la page 36, 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 27 des états financiers annuels de 2023.

INSTRUMENTS FINANCIERS

Dettes à long terme et autres

Au 31 décembre 2023, la valeur comptable de la dette à long terme, y compris la tranche courante, s'établissait à 29,7 milliards \$ (2022 – 28,6 milliards \$), comparativement à une juste valeur estimative de 27,9 milliards \$ (2022 – 25,8 milliards \$).

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 et les pertes latents découlant des variations de la juste valeur de ces contrats d'énergie sont différés à titre d'actif ou de passif réglementaire aux fins de recouvrement auprès des clients ou de remboursement aux clients à même les tarifs futurs, comme les autorités de réglementation l'autorisent. Au 31 décembre 2023, des pertes latentes de 197 millions \$ (2022 – 84 millions \$) avaient été comptabilisées à titre d'actifs réglementaires, et des profits latents de 37 millions \$ (2022 – 224 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, qui a été vendue le 1^{er} novembre 2023, détenait des swaps sur gaz pour gérer l'exposition aux variations de prix du gaz naturel, prendre en compte les écarts de prix du gaz naturel et gérer le risque financier posé par les opérations de livraison physique. La juste valeur a été évaluée à l'aide des prix à terme provenant de sources de données de marché publiées.

Les profits et les pertes latents découlant des variations de la juste valeur de ces contrats d'énergie sont comptabilisés dans les produits. En 2023, des pertes latentes de 28 millions \$ (2022 – profits de 34 millions \$) ont été comptabilisées dans les produits.

Swaps sur rendement total

La Société détient des swaps sur rendement total pour gérer le risque de flux de trésorerie lié aux règlements en trésorerie futurs prévus de certaines obligations liées à la rémunération fondée sur des actions. Ces swaps ont une valeur nominale combinée de 118 millions \$ et des durées de un an à trois ans échéant à diverses dates jusqu'en janvier 2026. La juste valeur est évaluée au moyen d'une approche par le résultat, fondée sur les courbes des taux à terme. Les profits et les pertes latents découlant des variations de la juste valeur sont comptabilisés dans les autres produits, montant net. En 2023, des pertes latentes de moins de 1 million \$ (2022 – 22 millions \$) ont été comptabilisées dans les autres produits, montant net.

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 septembre 2025 et ont une valeur nominale combinée de 467 millions \$. La juste valeur est évaluée à l'aide de renseignements provenant de tiers indépendants. Les profits et les pertes latents découlant des variations de la juste valeur sont comptabilisés dans les autres produits, montant net. En 2023, des profits latents de 10 millions \$ (2022 – pertes de 9 millions \$) ont été comptabilisés dans les autres produits, montant net.

Contrats de fixation de taux d'intérêt

En 2023, la Société a conclu et réglé un contrat de fixation de taux d'intérêt d'une valeur nominale 100 millions \$. Ce contrat a été utilisé pour gérer le risque de taux d'intérêt lié à l'émission de billets de premier rang non garantis d'un montant de 500 millions \$ en novembre 2023. Un profit réalisé de 8 millions \$ a été comptabilisé dans les autres éléments du résultat global, lequel sera reclassé en résultat net à titre de composante des charges d'intérêts sur 10 exercices.

En 2023, ITC a également conclu et réglé des contrats de fixation de taux d'intérêt dont la valeur nominale combinée totalisait 500 millions \$ US. Ces contrats ont été utilisés pour gérer le risque de taux d'intérêt lié à l'émission de billets de premier rang non garantis d'un montant de 500 millions \$ US en juin 2023. Des profits réalisés de 4 millions \$ US ont été comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, lesquels seront reclassés en résultat net à titre de composante des charges d'intérêts sur 10 exercices.

Swaps de devises et de taux d'intérêt

La Société détient des swaps de devises et de taux d'intérêt, qui arrivent à échéance en 2029, afin de convertir efficacement ses billets de premier rang non garantis à 4,43 % d'un montant de 500 millions \$ en une dette d'un montant de 391 millions \$ US portant intérêt au taux de 4,34 %. La Société a désigné ce montant notionnel de la dette libellée en dollars américains à titre de couverture efficace de ses investissements nets dans des établissements à l'étranger, et les profits et les pertes latents découlant des variations des taux de change sur le montant notionnel de la dette libellée en dollars américains sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global et reflètent l'écart de conversion lié aux investissements nets dans des établissements à l'étranger. Les autres variations de la juste valeur des swaps sont également comptabilisées dans les autres éléments du résultat global, mais elles sont exclues de l'évaluation de l'efficacité de la couverture. La juste valeur est évaluée au moyen d'une méthode d'actualisation des flux de trésorerie fondée sur le Secured Overnight Financing Rate. En 2023, des profits latents de 15 millions \$ (2022 – pertes latentes de 17 millions \$) ont été comptabilisés dans les autres éléments du résultat global.

Autres placements

UNS Energy détient des placements dans des comptes du marché monétaire, tandis qu'ITC et Central Hudson détiennent des placements en fiducie associés aux régimes de retraite complémentaires destinés à certains employés, qui comprennent des fonds communs de placement et des comptes du marché monétaire. Ces placements 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. En 2023, des profits latents de 8 millions \$ (2022 – pertes latentes de 11 millions \$) ont été comptabilisés dans les autres produits, montant net.

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 2023				
Actif²				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire	—	49	—	49
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire	—	6	—	6
Contrats de change	—	5	—	5
Autres placements	145	—	—	145
	145	60	—	205
Passif³				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire	—	(209)	—	(209)
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire	—	(3)	—	(3)
Swaps sur rendement total et swaps de devises et de taux d'intérêt	—	(6)	—	(6)
	—	(218)	—	(218)
Au 31 décembre 2022				
Actif²				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire	—	304	—	304
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire	—	49	—	49
Autres placements	150	—	—	150
	150	353	—	503
Passif³				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire	—	(164)	—	(164)
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire	—	(8)	—	(8)
Contrats de change, swaps sur rendement total et swaps de devises et de taux d'intérêt	—	(26)	—	(26)
	—	(198)	—	(198)

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 dans le poste Trésorerie et équivalents de trésorerie, dans le poste Débiteurs et autres actifs courants ou dans le poste Autres actifs.

3. Inclus dans le poste Crédeurs et autres passifs courants ou dans le poste Autres passifs.

Volumes des dérivés

Aux 31 décembre	2023	2022
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire¹		
Swaps sur électricité (en GWh)	628	586
Contrats d'achat d'électricité (en GWh)	588	224
Swaps sur gaz (en PJ)	228	185
Contrats d'approvisionnement en gaz (en PJ)	134	148
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire¹		
Contrats de ventes en gros (en GWh)	1 310	1 886
Swaps sur gaz (en PJ)	3	34

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)

	2023	2022	2021
Produits	11 517	11 043	9 448
Bénéfice net	1 710	1 514	1 405
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 506	1 330	1 231
BPA (en \$) :			
De base	3,10	2,78	2,61
Dilué	3,10	2,78	2,61
Total de l'actif	65 920	64 252	57 659
Dettes à long terme (excluant la tranche courante)	27 235	25 931	23 707
Dividendes déclarés (en \$) :			
Par action ordinaire	2,31	2,20	2,08
Par action privilégiée de premier rang :			
Série F	1,2250	1,2250	1,2250
Série G ¹	1,3145	1,0983	1,0983
Série H	0,4588	0,4588	0,4588
Série I ²	1,5619	0,9157	0,3926
Série J	1,1875	1,1875	1,1875
Série K	0,9823	0,9823	0,9823
Série M	0,9783	0,9783	0,9783

1. Le dividende annuel par action a été rajusté pour passer à 1,5308 \$ pour la période de cinq ans allant du 1^{er} septembre 2023 au 1^{er} septembre 2028, exclusivement.

2. 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.

2023/2022

Pour une analyse des variations des produits, du bénéfice net, du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, du BPA, du total de l'actif et de la dette à long terme, se reporter aux rubriques « Aperçu du rendement » à la page 2, « Résultats d'exploitation » à la page 9 et « Situation financière » à la page 18.

2022/2021

L'augmentation des produits est attribuable aux éléments suivants : i) l'augmentation des coûts transférés dans les tarifs facturés aux clients, qui découle de la hausse des prix des produits de base; ii) la croissance de la base tarifaire; et iii) l'augmentation des ventes en gros et au détail d'électricité, ainsi que des produits tirés du transport, d'UNS Energy; facteurs partiellement contrebalancés par l'utilisation normale des comptes de report réglementaires de FortisBC Energy. L'augmentation des produits est également attribuable à une hausse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien.

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 99 millions \$ par rapport à 2021. L'augmentation est principalement attribuable à la croissance de la base tarifaire dans l'ensemble de nos entreprises de services publics. L'augmentation du bénéfice est également attribuable aux éléments suivants : i) l'augmentation des ventes en gros et au détail d'électricité, ainsi que des produits tirés du transport en Arizona; ii) la hausse des marges sur le gaz vendu et la comptabilisation à la valeur de marché des dérivés sur gaz naturel d'Aitken Creek; et iii) l'incidence des nouveaux tarifs facturés aux clients de Central Hudson. La conversion du bénéfice de filiales libellé en dollars américains au taux de change plus élevé entre le dollar américain et le dollar canadien ainsi que la baisse des coûts liés à la rémunération fondée sur des actions ont également contribué aux résultats, ces incidences ayant été supérieures aux pertes connexes sur les dérivés associées aux activités de couverture.

La croissance du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été atténuée par certains éléments ponctuels d'ITC, notamment : i) les coûts liés à l'arrêt du projet de raccordement sous le lac Érié; ii) la réévaluation des actifs d'impôt différé en raison d'une réduction du taux d'imposition des sociétés dans l'État de l'Iowa; et iii) un ajustement favorable comptabilisé en 2021 relativement à des swaps de taux d'intérêt. Les pertes sur les placements permettant de financer les avantages de retraite d'UNS Energy et d'ITC, la hausse des coûts d'exploitation de Central Hudson découlant de la mise en œuvre d'un nouveau système d'information sur la clientèle et la hausse des frais généraux ont également influé sur les résultats.

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 liée au RRD de la Société.

L'augmentation du total de l'actif est principalement attribuable : i) à la conversion d'actifs libellés en dollars américains à un taux de change plus élevé entre le dollar américain et le dollar canadien; ii) aux dépenses d'investissement en 2022; et iii) à une augmentation des débiteurs et autres actifs courants, principalement en raison de l'effet de la hausse des coûts d'approvisionnement en énergie.

RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

Ventes

(en GWh, sauf indication contraire)

	2023	2022	Écart
Entreprises de services publics réglementés			
UNS Energy			
Électricité au détail	2 302	2 264	38
Électricité en gros	1 349	1 247	102
Gaz naturel (en PJ)	5	5	—
Central Hudson			
Électricité	1 196	1 158	38
Gaz naturel (en PJ)	6	8	(2)
FortisBC Energy (en PJ)	66	75	(9)
FortisAlberta	4 273	4 200	73
FortisBC Electric	901	967	(66)
Autres entreprises d'électricité	2 525	2 443	82
Activités non réglementées			
Siège social et autres	58	83	(25)

L'augmentation des ventes d'électricité est attribuable : i) à UNS Energy, en raison de la hausse des ventes en gros d'électricité à court terme, ainsi qu'à la hausse des ventes au détail d'électricité en raison des ajouts de clients; ii) à FortisAlberta, en raison des ajouts de clients et de la hausse de la consommation moyenne des clients des secteurs commercial et industriel; et iii) au secteur Autres entreprises d'électricité, en raison de la hausse de la consommation moyenne par les clients résidentiels et commerciaux. L'augmentation a été en partie contrebalancée par FortisBC Electric en raison de la baisse de la consommation moyenne des clients résidentiels découlant des températures plus douces.

La diminution des ventes de gaz est attribuable à FortisBC Energy, en raison de la baisse de la consommation moyenne des clients des secteurs résidentiel, commercial et du transport de FortisBC Energy découlant des températures plus douces.

Produits et bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires

<i>(en millions \$, sauf indication contraire)</i>	Produits			Bénéfice		
	2023	2022	Écart	2023	2022	Écart
Entreprises de services publics réglementés						
ITC	527	500	27	136	126	10
UNS Energy	706	716	(10)	62	45	17
Central Hudson	311	396	(85)	36	37	(1)
FortisBC Energy	544	725	(181)	105	84	21
FortisAlberta	188	169	19	36	34	2
FortisBC Electric	145	136	9	15	14	1
Autres entreprises d'électricité	457	448	9	35	40	(5)
Entreprises de services publics non réglementés						
Siège social et autres	7	78	(71)	(44)	(10)	(34)
Total	2 885	3 168	(283)	381	370	11
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation <i>(en millions)</i>				489,4	481,1	8,3
BPA de base <i>(en \$)</i>				0,78	0,77	0,01

La diminution des produits s'explique principalement par : i) la baisse des coûts transférés dans les tarifs facturés aux clients découlant de la baisse des prix des produits de base en ce qui concerne FortisBC Energy et Central Hudson; ii) la baisse des produits tirés des ventes en gros d'électricité d'UNS Energy en raison des prix du marché; et iii) la cession d'Aitken Creek le 1^{er} novembre 2023, y compris l'incidence de la comptabilisation à la valeur de marché des dérivés liés au gaz naturel dans le secteur Siège social et autres. La diminution a été partiellement contrebalancée par la croissance de la base tarifaire, par la hausse des produits tirés des ventes au détail d'électricité de TEP en raison des nouveaux tarifs pour les clients entrés en vigueur le 1^{er} septembre 2023 ainsi que des ajouts de clients, et par les nouveaux paramètres du coût du capital approuvés pour FortisBC en 2023.

L'augmentation du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires découle : i) de la croissance de la base tarifaire; ii) de la hausse des produits de détail en Arizona, en raison des nouveaux tarifs facturés aux clients de TEP; et iii) des nouveaux paramètres du coût du capital approuvés pour FortisBC à compter du 1^{er} janvier 2023. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la baisse du bénéfice d'Aitken Creek, en raison de la cession conclue le 1^{er} novembre 2023, ainsi que par la comptabilisation de profits liés à la comptabilisation à la valeur de marché des dérivés liés au gaz naturel et de marges sur le gaz vendu au quatrième trimestre de 2022.

L'augmentation du BPA de base reflète la hausse du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, comme il est mentionné précédemment, contrebalancée en partie par une augmentation du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, surtout liée au RRD de la Société.

Flux de trésorerie

<i>(en millions \$)</i>	2023	2022	Écart
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	765	395	370
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) :			
Activités d'exploitation	746	869	(123)
Activités d'investissement	(748)	(1 152)	404
Activités de financement	(134)	103	(237)
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(13)	(6)	(7)
Variation de la trésorerie associée aux actifs détenus en vue de la vente	9	—	9
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	625	209	416

Activités d'exploitation

La diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation est en grande partie attribuable à FortisBC Energy, et reflète : i) le calendrier des coûts transférés dans les tarifs facturés aux clients, en raison des fluctuations des coûts des produits de base; et ii) la hausse des frais de développement, déduction faite des dépôts reçus, relativement au projet de pipeline de gaz Eagle Mountain Woodfibre. La hausse des paiements d'intérêts et d'impôt a également eu une incidence sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour le trimestre. La diminution a été partiellement contrebalancée par la hausse du bénéfice en trésorerie, qui reflète la croissance de la base tarifaire, par les nouveaux tarifs facturés aux clients de TEP et par le calendrier des recouvrements des montants liés au transport en Alberta.

Activités d'investissement

La diminution des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement tient au produit reçu à la cession d'Aitken Creek et à la hausse des apports des clients sous forme d'aide à la construction, facteurs partiellement contrebalancés par la hausse des dépenses d'investissement.

Activités de financement

Se reporter à la rubrique « Sommaire des flux de trésorerie » à la page 20.

SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Trimestres clos les	Produits (en millions \$)	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions \$)	BPA de base (en \$)	BPA dilué (en \$)
31 décembre 2023	2 885	381	0,78	0,78
30 septembre 2023	2 719	394	0,81	0,81
30 juin 2023	2 594	294	0,61	0,61
31 mars 2023	3 319	437	0,90	0,90
31 décembre 2022	3 168	370	0,77	0,77
30 septembre 2022	2 553	326	0,68	0,68
30 juin 2022	2 487	284	0,59	0,59
31 mars 2022	2 835	350	0,74	0,74

Habituellement, pour chaque année civile, les résultats trimestriels fluctuent 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 variations de température importantes par rapport aux normes saisonnières; iii) l'incidence des conditions du marché, particulièrement en ce qui a trait aux ventes en gros à long terme et aux produits tirés du transport d'électricité d'UNS Energy; iv) le calendrier et l'importance des décisions réglementaires; v) les fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien; vi) dans le cas des produits, le transfert dans les tarifs facturés aux clients du coût des produits de base; et vii) dans le cas du BPA, l'augmentation du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation.

Décembre 2023/décembre 2022

Se reporter à la rubrique « Résultats du quatrième trimestre » à la page 44.

Septembre 2023/septembre 2022

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 68 millions \$, et le BPA de base a augmenté de 0,13 \$, par rapport au troisième trimestre de 2022. L'augmentation tient principalement aux nouveaux paramètres du coût du capital approuvés par la BCUC pour FortisBC en septembre 2023, lesquels se sont traduits par un bénéfice de 38 millions \$ pour le trimestre, dont un montant de 26 millions \$ lié à l'incidence rétroactive au 1^{er} janvier 2023. L'augmentation du bénéfice est aussi attribuable à une hausse des produits de détail en Arizona, laquelle s'explique par les températures plus chaudes et les nouveaux tarifs facturés aux clients de TEP avec prise d'effet le 1^{er} septembre 2023, de même qu'à la croissance de la base tarifaire dans l'ensemble de nos entreprises de services publics. La hausse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien ainsi que l'augmentation du bénéfice lié à Aitken Creek, en fonction des conditions du marché, ont aussi eu une incidence favorable sur le bénéfice. Le bénéfice a été atténué par les éléments suivants : i) la baisse des ventes en gros à long terme et des produits tirés du transport, de même que la hausse des coûts d'exploitation et de la charge d'impôt sur le résultat d'UNS Energy; ii) l'augmentation des charges financières du siège social; et iii) la hausse des charges d'exploitation de Central Hudson et de FortisAlberta, comme prévu, en raison du calendrier des coûts au premier semestre de l'exercice. La variation du BPA de base reflète également une hausse du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, principalement liée au RRD de la Société.

Juin 2023/juin 2022

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 10 millions \$, et le BPA de base a augmenté de 0,02 \$, par rapport au deuxième trimestre de 2022, principalement en raison de la croissance de la base tarifaire, surtout au sein d'ITC et des entreprises de services publics de l'Ouest canadien. Le calendrier des charges d'exploitation de Central Hudson et de FortisAlberta, l'augmentation de la valeur de marché de certains placements qui permettent de financer les avantages de retraite, ainsi que la hausse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien ont également contribué à la croissance. Cette dernière a été atténuée par la diminution du bénéfice en Arizona en raison de la baisse des ventes au détail d'électricité attribuable aux températures plus douces, du calendrier des ventes en gros et de la hausse des coûts d'exploitation, facteurs contrebalancés en partie par la baisse de la dotation à l'amortissement liée à la mise hors service de la centrale San Juan en juin 2022. La diminution du bénéfice d'Aitken Creek en raison de la comptabilisation à la valeur de marché des dérivés liés au gaz naturel ainsi que l'augmentation des charges financières du siège social ont également eu une incidence sur les résultats par rapport au deuxième trimestre de 2022. La variation du BPA de base reflète également une hausse du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, principalement liée au RRD de la Société.

Mars 2023/mars 2022

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 87 millions \$, et le BPA de base a augmenté de 0,16 \$, par rapport au premier trimestre de 2022, en raison de la croissance de la base tarifaire, principalement au sein d'ITC et des entreprises de services publics de l'Ouest canadien, ainsi que de la hausse du bénéfice d'UNS Energy. Les conditions du marché ont donné lieu à des ventes en gros d'électricité assorties de marges favorables et à une hausse des produits tirés du transport d'UNS Energy au premier trimestre de 2023 par rapport aux derniers trimestres de 2022. La hausse des ventes au détail d'électricité, y compris l'incidence des conditions météorologiques favorables, et la baisse de la dotation à l'amortissement liée à la mise hors service de la centrale San Juan en juin 2022 ont également contribué aux résultats en Arizona. Les résultats du trimestre reflètent également la hausse du bénéfice d'Aitken Creek, l'augmentation de la valeur de marché des placements qui permettent de financer les avantages de retraite d'UNS Energy et d'ITC, ainsi que la hausse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, facteurs partiellement contrebalancés par la hausse des charges financières générales. La variation du BPA de base reflète également une hausse du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, principalement liée au RRD de la Société.

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 2023 et en 2022.

La location de la capacité de stockage de gaz et les ventes de gaz par Aitken Creek à FortisBC Energy, qui se sont chiffrées à 25 millions \$ du 1^{er} janvier 2023 au 1^{er} novembre 2023, date de cession d'Aitken Creek (période de 12 mois en 2022 – 37 millions \$), sont des transactions intersociétés entre des entités non réglementées et des entités réglementées qui n'ont pas été éliminées au moment de la consolidation.

Périodiquement, Fortis accorde à ses filiales du financement à court terme aux fins des dépenses d'investissement et des besoins saisonniers en fonds de roulement, dont l'incidence est éliminée à la consolidation. Il n'y avait aucun prêt intersectoriel en cours aux 31 décembre 2023 et 2022. Les intérêts imputés sur les prêts intersectoriels en 2023 et en 2022 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 autorités 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 2023, 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 2023.

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, 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 2023, 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 2023 le CIIF de la Société était efficace.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, 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

Fortis met en œuvre la transition vers un avenir énergétique plus propre et est en voie d'atteindre ses objectifs visant à réduire les émissions directes de GES de 50 % d'ici 2030 et de 75 % d'ici 2035 par rapport à l'année de référence 2019, et ce, à l'échelle de la Société. L'objectif supplémentaire de la Société visant à éliminer ses émissions nettes directes de GES d'ici 2050 vient renforcer l'engagement de Fortis à poursuivre la décarbonation à long terme, tout en continuant d'axer ses efforts sur la fiabilité et l'abordabilité.

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 réglementés, ainsi qu'aux possibilités de croissance dans les territoires qu'elle dessert et à proximité de ceux-ci. Le programme d'investissement sur cinq ans d'un montant de 25 milliards \$ de la Société devrait permettre d'accroître la base tarifaire de mi-exercice, pour la faire passer de 37,0 milliards \$ en 2023 à 49,4 milliards \$ d'ici 2028, ce qui se traduit par un taux de croissance moyen composé sur cinq ans de 6,3 %.

Au-delà du programme d'investissement sur cinq ans, les autres occasions de favoriser la croissance comprennent : la poursuite de l'expansion du réseau de transport d'électricité aux États-Unis pour faciliter la synergie de placements dans des infrastructures énergétiques plus propres relativement à l'IRA et au plan de transport à long terme de MISO et aux investissements en matière d'adaptation aux changements climatiques et de résilience du réseau; les solutions de GNR ainsi que l'infrastructure de GNL en Colombie-Britannique; et l'accélération des investissements 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 permettra de stimuler le bénéfice à l'appui des prévisions de croissance du dividende, qui se situent entre 4 % et 6 % annuellement jusqu'en 2028, et elle se fonde à cet égard sur les hypothèses et les facteurs significatifs énumérés à la rubrique « Informations prospectives ».

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 Fortis est en bonne position pour profiter des occasions d'investissement futures qui attireront d'importants investissements; les prévisions des dépenses d'investissement pour 2024 et pour la période allant de 2024 à 2028, y compris les investissements dans l'énergie plus propre; le calendrier, l'issue et l'incidence prévus des instances et décisions judiciaires et réglementaires; le recouvrement des montants liés à la décision relative au coût du capital générique à même les tarifs facturés aux clients et le recouvrement de l'insuffisance de produits connexe; les prévisions en matière de croissance annuelle du dividende jusqu'en 2028; les sources prévues de financement pour le programme d'investissement; les produits prévus des actions ordinaires; la base tarifaire prévue et la croissance de la base tarifaire prévue pour la période allant de 2024 à 2028; l'attente selon laquelle les progrès liés à l'utilisation de l'hydrogène et du GNR contribueront davantage à la réduction des émissions de carbone; l'objectif d'élimination des émissions nettes directes de GES d'ici 2050; les objectifs de réduction des émissions directes de GES d'ici 2030 et 2035; la façon dont les objectifs de réduction des émissions de GES devraient être atteints, y compris le plan de TEP lié à l'abandon du charbon d'ici 2032; la publication du rapport sur le climat de 2024 et son contenu; la nature, le calendrier, les avantages et les coûts prévus de certains projets d'investissement, y compris les projets de transport d'ITC liés au plan de transport à long terme de MISO, le projet de stockage d'énergie dans des batteries de la réserve Roadrunner, le projet de transport Vail-to-Tortolita, le plan de ressources intégré à l'égard des ressources énergétiques, le projet de pipeline de gaz Eagle Mountain Woodfibre, l'expansion de la capacité de stockage de GNL de Tilbury, le projet d'infrastructure de compteurs évolués, la phase 1B du projet Tilbury, l'amélioration de la capacité dans l'Okanagan, le projet Wataynikaneyap Transmission Power ainsi que d'autres occasions allant au-delà du programme d'investissement, notamment les investissements liés à l'IRA, au plan de transport à long terme de MISO, au plan de ressources intégré d'UNS Energy pour 2023, à l'infrastructure de GNL de FortisBC Energy, au projet Propel New York Energy, à l'adaptation aux changements climatiques et à la résilience du réseau, aux occasions additionnelles pour des infrastructures de gaz en Colombie-Britannique et à d'autres infrastructures énergétiques plus propres; les sources prévues ou potentielles de financement des charges d'exploitation, des charges d'intérêts et des dépenses d'investissement; les échéances et les remboursements de la dette à échéance fixe consolidée prévus au cours des cinq prochains exercices; l'attente selon laquelle le maintien de la structure du capital ciblée des filiales réglementées en exploitation n'aura pas une incidence sur la capacité de la Société de verser des dividendes dans un avenir prévisible; 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 2024; l'emploi prévu du produit des financements par emprunt; le rendement des obligations contractuelles visant à fournir un apport sous forme de capitaux propres à la société en commandite Wataynikaneyap; les incidences éventuelles et prévues des contrôles de la conformité fiscale; l'impôt minimum de remplacement pour les sociétés aux États-Unis et l'adoption de l'avant-projet de loi canadien visant à limiter la déductibilité des intérêts et à instaurer un impôt minimum mondial; et l'attente selon laquelle la croissance à long terme de la base tarifaire permettra de stimuler le bénéfice à l'appui des prévisions de croissance du dividende, qui se situent entre 4 % et 6 % annuellement jusqu'en 2028.

Les informations prospectives comportent des risques, des incertitudes et des hypothèses importants. Certaines hypothèses et certains facteurs importants ont été utilisés pour tirer les conclusions contenues dans les informations prospectives, y compris, sans limitation : des décisions judiciaires et réglementaires raisonnables et l'attente d'une stabilité de la réglementation; la mise en œuvre fructueuse du programme d'investissement; l'absence d'un dépassement de coûts important d'un projet d'immobilisations ou d'un financement; des ressources humaines suffisantes pour fournir le service et mettre en œuvre le programme d'investissement; la réalisation de nouvelles occasions au-delà du programme d'investissement; l'absence de variation importante des taux d'intérêt; l'exercice, par le conseil, de son appréciation quant à la déclaration de dividendes, compte tenu de la performance et de la situation financière de la Société; l'absence de perturbations de service ou de passifs environnementaux ou de bouleversements de l'environnement importants; la capacité continue de la Société de maintenir la performance des réseaux d'électricité et de gaz; l'absence d'une détérioration grave et prolongée de l'économie; des liquidités et des ressources en capital suffisantes; la capacité de couvrir l'exposition aux fluctuations des taux de change, des prix du gaz naturel et de l'électricité; la disponibilité continue de l'approvisionnement en gaz naturel, en combustible, en charbon et en électricité; le maintien de contrats d'approvisionnement en électricité et d'achat de capacité; l'absence de modifications importantes des plans énergétiques gouvernementaux ainsi que des lois et des règlements environnementaux qui pourraient avoir une incidence défavorable importante; le maintien d'une couverture d'assurance adéquate; la capacité d'obtenir et de maintenir des licences et des permis; la conservation des territoires de service existants; aucune modification significative de la législation fiscale et le maintien du régime d'imposition différée du bénéfice tiré des activités étrangères de la Société; le maintien des infrastructures de technologie de l'information et l'absence d'atteinte importante à la cybersécurité; le maintien de relations favorables avec les peuples autochtones; et de bonnes relations de travail.

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 autorités de réglementation canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission. Les principaux risques pour 2024 comprennent, sans s'y limiter : l'incertitude entourant les modifications apportées à la réglementation des services publics, y compris l'issue des instances réglementaires des entreprises de services publics de la Société; les risques physiques liés à la prestation de services d'électricité et de gaz, lesquels sont exacerbés par les répercussions des changements climatiques; 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; les risques liés à la cybersécurité et à la technologie de l'information et de l'exploitation; 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 hydroélectrique; les risques liés à la volatilité des prix des produits de base et à l'approvisionnement en électricité; et les risques liés à la conjoncture économique générale, y compris les risques liés à l'inflation, de taux d'intérêt et de change.

Toutes les informations prospectives contenues dans les présentes sont fournies au 8 février 2024. 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

Aitken Creek : Aitken Creek Gas Storage ULC, une filiale détenue à 93,8 % par FortisBC Holdings Inc., vendue le 1^{er} novembre 2023

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

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

Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires : bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires

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 14

BPA : bénéfice par action ordinaire

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

CAAEC : clause d'ajustement des achats d'électricité et de combustible

Caribbean Utilities : Caribbean Utilities Company, Ltd., une filiale indirecte détenue à environ 60 % (au 31 décembre 2023) par Fortis, ainsi que sa filiale

CCNP : certificat de commodité et de nécessité publiques

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

Change : écart de change lié à la conversion des montants libellés en dollars américains. Calculé en appliquant la variation du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien au solde en dollars américains de la période précédente.

Chef des finances : chef des finances de Fortis

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

Conseil : conseil d'administration de la Société

Cour d'appel du District de Columbia : cour d'appel des États-Unis pour le circuit du District de Columbia

DBRS Morningstar : DBRS Limited

Dépenses d'investissement : décaissements pour les entrées d'immobilisations corporelles et d'immobilisations incorporelles, tel qu'il est présenté dans les états financiers annuels, et quote-part de 39 % revenant à Fortis des dépenses d'investissement pour le projet Wataynikaneyap Transmission Power. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis » à la page 14.

EPRI : Electric Power Research Institute

États financiers annuels de 2023 : les états financiers consolidés audités de la Société et les notes annexes pour l'exercice clos le 31 décembre 2023

États-Unis : États-Unis d'Amérique

Expansion de Waneta : installation de production d'hydroélectricité de l'Expansion de Waneta

Facteurs ESG : facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance

FERC : Federal Energy Regulatory Commission

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation : flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation

Fortis : Fortis Inc.

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

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

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

Fortis Belize : Fortis Belize Limited, une filiale indirecte entièrement détenue de Fortis

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

GNR : gaz naturel renouvelable

GRE : gestion des risques d'entreprise

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

Investissements dans une énergie plus propre : dépenses d'investissement qui soutiennent la réduction des émissions dans l'atmosphère et de l'utilisation de l'eau, ou qui accroissent l'efficacité énergétique des clients.

IRA : Inflation Reduction Act de 2022

ITC : ITC Investment Holdings Inc., une filiale indirecte détenue à 80,1 % par Fortis, ainsi que ses filiales, dont International Transmission Company, Michigan Electric Transmission Company, LLC, ITC Midwest LLC et ITC Great Plains, LLC

kV : kilovolt

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 : Midcontinent Independent System Operator, Inc.

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

MW : mégawatt(s)

Navajo : centrale Navajo

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

NYSE : Bourse de New York

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

PFUPC : provision pour fonds utilisés pendant la construction

PGRC : programme de gestion des risques liés à la cybersécurité

PJ : pétajoule(s)

Président et chef de la direction : président et chef de la direction de Fortis

Programme d'investissement : dépenses d'investissement prévues. Représente une mesure financière non conforme aux PCGR des États-Unis, calculée de la même manière que les dépenses d'investissement.

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

PSC : la Public Service Commission de l'État de New York

PTLD : plan de transport longue distance

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 2023

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 14

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

RCP : taux de rendement des capitaux propres ordinaires

Rendement total pour l'actionnaire : mesure du rendement pour les actionnaires ordinaires exprimée au moyen de l'appréciation 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

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 croissance annuel composé : taux de croissance annuel composé d'un élément donné. Le taux de croissance annuel composé d'un élément donné est obtenu en appliquant la formule $(VF/VD)^{(1/n)} - 1$, où : i) VF = valeur finale de l'élément; ii) VD = valeur de départ de l'élément et ; iii) n = nombre de périodes. Calculé à partir d'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

Transco : New York Transco LLC

TSX : Bourse de Toronto

UNS Electric : UNS Electric, Inc.

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

États financiers consolidés

FORTIS INC.

États financiers consolidés audités

Aux 31 décembre 2023 et 2022 et pour les exercices clos à ces dates

États financiers consolidés

Table des matières

Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.....	2	NOTE 9	Autres actifs.....	26
Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant (« ID PCAOB n° 01208 ») – Opinion sur les états financiers.....	3	NOTE 10	Immobilisations corporelles.....	26
Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant – Opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.....	5	NOTE 11	Immobilisations incorporelles.....	27
Bilans consolidés.....	6	NOTE 12	Goodwill.....	28
États consolidés du résultat net.....	7	NOTE 13	Créditeurs et autres passifs courants.....	28
États consolidés du résultat global.....	7	NOTE 14	Dettes à long terme.....	29
Tableaux consolidés des flux de trésorerie.....	8	NOTE 15	Contrats de location.....	32
États consolidés des variations des capitaux propres.....	9	NOTE 16	Autres passifs.....	34
Notes annexes		NOTE 17	Bénéfice par action ordinaire.....	34
NOTE 1 Description des activités.....	10	NOTE 18	Actions privilégiées.....	35
NOTE 2 Réglementation.....	11	NOTE 19	Cumul des autres éléments du résultat global.....	36
NOTE 3 Sommaire des principales méthodes comptables.....	15	NOTE 20	Régimes de rémunération fondée sur des actions.....	36
NOTE 4 Information sectorielle.....	21	NOTE 21	Cession.....	38
NOTE 5 Produits.....	23	NOTE 22	Autres produits, montant net.....	38
NOTE 6 Débiteurs et autres actifs courants.....	24	NOTE 23	Impôt sur le résultat.....	39
NOTE 7 Stocks.....	24	NOTE 24	Avantages du personnel futurs.....	40
NOTE 8 Actifs et passifs réglementaires.....	24	NOTE 25	Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie.....	44
		NOTE 26	Juste valeur des instruments financiers et gestion du risque.....	44
		NOTE 27	Engagements et éventualités.....	48

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

La direction de Fortis Inc. et de ses filiales (la « Société ») est responsable de l'établissement et du maintien d'un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière de la Société (le « CIIF »). Le CIIF de la Société est un processus conçu par le président et chef de la direction (le « chef de la direction ») et la vice-présidente directrice et chef des finances (la « 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 des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le CIIF ne permette pas de prévenir ou de 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 son chef de la direction et sa chef des finances, a évalué l'efficacité du CIIF de la Société au 31 décembre 2023, 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 2023 le CIIF de la Société était efficace.

Le CIIF de la Société a été audité au 31 décembre 2023 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 2023. Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l. a émis une opinion sans réserve pour ces deux audits.

Le 8 février 2024

Le président et chef de la direction, Fortis Inc.,
/s/ David G. Hutchens

David G. Hutchens

St. John's, Canada

La vice-présidente directrice, chef des finances, Fortis Inc.,
/s/ Jocelyn H. Perry

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 de ses filiales (la « Société ») aux 31 décembre 2023 et 2022, des états consolidés du résultat net, du résultat global et des variations des capitaux propres et des tableaux consolidés des flux de trésorerie connexes pour chacun des exercices compris dans la période de deux ans close le 31 décembre 2023, ainsi que des notes annexes (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 2023 et 2022, ainsi que de ses résultats d'exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de deux ans close le 31 décembre 2023, conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique.

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board des États-Unis (PCAOB), le contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2023 selon les critères établis dans le document Internal Control – Integrated Framework (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission, et notre rapport daté du 8 février 2024 comporte une opinion sans réserve sur le contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière.

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 conformément aux lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières et aux 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 principalement 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 finaux 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 final 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 du taux de croissance final et du taux d'actualisation choisis par la direction.
- L'évaluation de la capacité de la direction à prévoir le taux de croissance final avec exactitude en :
 - Évaluant la méthodologie utilisée par la direction pour déterminer le taux de croissance final;
 - Comparant les hypothèses de la direction aux données historiques et aux données relatives aux projections 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'approuve 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.

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

Comptables professionnels agréés

St. John's, Canada

Le 8 février 2024

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 de ses filiales (la « Société ») au 31 décembre 2023, selon les critères établis 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 2023, selon les critères établis dans le document Internal Control – Integrated Framework (2013) publié par le COSO.

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board des États-Unis (PCAOB), les états financiers consolidés au 31 décembre 2023 et pour l'exercice clos à cette date de la Société, et notre rapport daté du 8 février 2024 comporte une opinion sans réserve sur ces états financiers.

Fondement de l'opinion

Il incombe à la direction de la Société de maintenir un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière et de procéder à l'évaluation de l'efficacité de celui-ci, évaluation qui est incluse dans le rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière ci-joint. 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 conformément aux lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières et aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué notre audit conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière 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 d'autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que notre audit constitue 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. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société 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 de la société; 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 des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de 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.

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

Comptables professionnels agréés

St. John's, Canada
Le 8 février 2024

BILANS CONSOLIDÉS

FORTIS INC.

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)

	2023	2022
ACTIF		
Actifs courants		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	625 \$	209 \$
Débiteurs et autres actifs courants (note 6)	1 818	2 339
Charges payées d'avance	150	146
Stocks (note 7)	566	661
Actifs réglementaires (note 8)	866	914
Total des actifs courants	4 025	4 269
Autres actifs (note 9)	1 298	1 213
Actifs réglementaires (note 8)	3 518	3 095
Immobilisations corporelles, montant net (note 10)	43 385	41 663
Immobilisations incorporelles, montant net (note 11)	1 510	1 548
Goodwill (note 12)	12 184	12 464
Total de l'actif	65 920 \$	64 252 \$
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passifs courants		
Emprunts à court terme (note 14)	119 \$	253 \$
Créditeurs et autres passifs courants (note 13)	2 972	3 288
Passifs réglementaires (note 8)	577	595
Tranche courante de la dette à long terme (note 14)	2 296	2 481
Total des passifs courants	5 964	6 617
Passifs réglementaires (note 8)	3 381	3 320
Impôt différé (note 23)	4 399	4 060
Dette à long terme (note 14)	27 235	25 931
Contrats de location-financement (note 15)	339	336
Autres passifs (note 16)	1 270	1 146
Total du passif	42 588	41 410
Engagements et éventualités (note 27)		
Capitaux propres		
Actions ordinaires ¹	15 108	14 656
Actions privilégiées (note 18)	1 623	1 623
Surplus d'apport	9	10
Cumul des autres éléments du bénéfice global (note 19)	653	1 008
Bénéfices non distribués	4 112	3 733
Capitaux propres	21 505	21 030
Participations ne donnant pas le contrôle	1 827	1 812
Total des capitaux propres	23 332	22 842
Total du passif et des capitaux propres	65 920 \$	64 252 \$

1 Sans valeur nominale. Nombre illimité d'actions autorisées; 490,6 millions et 482,2 millions d'actions émises et en circulation aux 31 décembre 2023 et 2022, respectivement.

Approuvés au nom du conseil d'administration,

/s/ Jo Mark Zurel
Jo Mark Zurel,
Administrateur

/s/ Maura J. Clark
Maura J. Clark,
Administratrice

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT NET

FORTIS INC.

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

	2023	2022
Produits (note 5)	11 517 \$	11 043 \$
Charges		
Coûts de l'approvisionnement énergétique	3 771	3 952
Charges d'exploitation	2 889	2 683
Amortissements	1 773	1 668
Total des charges	8 433	8 303
Bénéfice d'exploitation	3 084	2 740
Autres produits, montant net (note 22)	291	165
Charges financières	1 305	1 102
Bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat	2 070	1 803
Charge d'impôt sur le résultat (note 23)	360	289
Bénéfice net	1 710 \$	1 514 \$
Bénéfice net attribuable aux :		
Participations ne donnant pas le contrôle	137 \$	120 \$
Actionnaires privilégiés	67	64
Actionnaires ordinaires	1 506	1 330
	1 710 \$	1 514 \$
Bénéfice par action ordinaire (note 17)		
De base	3,10 \$	2,78 \$
Dilué	3,10 \$	2,78 \$

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

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

	2023	2022
Bénéfice net	1 710 \$	1 514 \$
Autres éléments (de perte globale) de bénéfice global		
(Pertes) profits de change latents, déduction faite des activités de couverture et de (la charge) l'économie d'impôt sur le résultat de (3) millions \$ et de 15 millions \$, respectivement	(402)	1 100
Autres, déduction faite de la charge d'impôt sur le résultat de 4 millions \$ et de 21 millions \$, respectivement	6	73
	(396)	1 173
Bénéfice global	1 314 \$	2 687 \$
Bénéfice global attribuable aux :		
Participations ne donnant pas le contrôle	96 \$	245 \$
Actionnaires privilégiés	67	64
Actionnaires ordinaires	1 151	2 378
	1 314 \$	2 687 \$

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)

	2023	2022
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	1 710 \$	1 514 \$
Ajustements afin de rapprocher le bénéfice net et les flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation :		
Amortissement – immobilisations corporelles	1 542	1 460
Amortissement – immobilisations incorporelles	150	145
Amortissement – autres	81	63
Charge d'impôt différé (note 23)	272	182
Composante capitaux propres de la provision pour fonds utilisés pendant la construction (note 22)	(101)	(78)
Autres	72	105
Variation des actifs et des passifs réglementaires à long terme	(100)	162
Variation du fonds de roulement (note 25)	(81)	(479)
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	3 545	3 074
Activités d'investissement		
Entrées d'immobilisations corporelles	(3 986)	(3 587)
Entrées d'immobilisations incorporelles	(183)	(278)
Apports sous forme d'aide à la construction	216	111
Produit de la cession, montant net (note 21)	454	—
Apports aux entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(24)	(100)
Autres	(219)	(205)
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	(3 742)	(4 059)
Activités de financement		
Produit de la dette à long terme, déduction faite des frais d'émission (note 14)	2 810	3 067
Remboursements de la dette à long terme et des contrats de location-financement	(1 210)	(1 526)
Emprunts sur les facilités de crédit engagées	7 217	6 651
Remboursements sur les facilités de crédit engagées	(7 276)	(6 381)
Variation des emprunts à court terme, montant net	(126)	(21)
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais et des dividendes réinvestis	43	53
Dividendes		
Actions ordinaires, déduction faite des dividendes réinvestis	(701)	(673)
Actions privilégiées	(67)	(64)
Versement de dividendes de filiales aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	(83)	(66)
Autres	6	(5)
Flux de trésorerie provenant des activités de financement	613	1 035
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	—	28
Variation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	416	78
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	209	131
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	625 \$	209 \$

Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie (note 25)

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

FORTIS INC.

<i>Pour les exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf le nombre d'actions)</i>	Actions ordinaires (en millions)	Actions ordinaires	Actions privilégiées (note 18)	Surplus d'apport	Cumul des autres éléments de bénéfice global (de perte globale) (note 19)	Bénéfices non distribués	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Au 31 décembre 2022	482,2	14 656 \$	1 623 \$	10 \$	1 008 \$	3 733 \$	1 812 \$	22 842 \$
Bénéfice net	—	—	—	—	—	1 573	137	1 710
Autres éléments de bénéfice global	—	—	—	—	(355)	—	(41)	(396)
Actions ordinaires émises	8,4	452	—	—	—	—	—	452
Versement de dividendes de filiales aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	(83)	(83)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires (2,31 \$ par action)	—	—	—	—	—	(1 127)	—	(1 127)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	—	—	(67)	—	(67)
Autres	—	—	—	(1)	—	—	2	1
Au 31 décembre 2023	490,6	15 108 \$	1 623 \$	9 \$	653 \$	4 112 \$	1 827 \$	23 332 \$
Au 31 décembre 2021	474,8	14 237 \$	1 623 \$	10 \$	(40) \$	3 458 \$	1 628 \$	20 916 \$
Bénéfice net	—	—	—	—	—	1 394	120	1 514
Autres éléments de bénéfice global	—	—	—	—	1 048	—	125	1 173
Actions ordinaires émises	7,4	419	—	(2)	—	—	—	417
Versement de dividendes de filiales aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	(66)	(66)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires (2,20 \$ par action)	—	—	—	—	—	(1 055)	—	(1 055)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	—	—	(64)	—	(64)
Autres	—	—	—	2	—	—	5	7
Au 31 décembre 2022	482,2	14 656 \$	1 623 \$	10 \$	1 008 \$	3 733 \$	1 812 \$	22 842 \$

Se reporter aux notes annexes.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

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 (« ITC Transmission »), 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, de l'Oklahoma et du Wisconsin.

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 3 408 mégawatts (« MW »), y compris 68 MW de capacité de production d'énergie solaire et une capacité de production d'énergie éolienne de 250 MW. 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. FortisBC Energy s'approvisionne en gaz naturel surtout dans 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. FortisAlberta ne participe pas à 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 »); FortisTCL Limited et Turks and Caicos Utilities Limited (collectivement « FortisTCL »); et une participation en actions de 33 % dans Belize Electricity Limited (« Belize Electricity »).

Newfoundland Power est une entreprise 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 145 MW, dont 98 MW proviennent d'installations hydroélectriques. Maritime Electric est une entreprise de services publics réglementés d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard, avec une capacité de production sur l'Île de 90 MW. FortisOntario se compose de trois entreprises de services publics réglementés d'électricité qui fournissent des services à des clients de Fort Érié, 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 entreprise 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 166 MW. FortisTCL se compose de deux entreprises de services publics réglementés d'électricité intégrées qui fournissent de l'électricité dans certaines îles Turks et Caicos et a une capacité de production de 88 MW, incluant une capacité de production au diesel de 85 MW et une capacité de production d'énergie solaire de 3 MW. Belize Electricity est une entreprise de services publics d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité au Belize.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

1. DESCRIPTION DES ACTIVITÉS (suite)

Activités non réglementées

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. Comprend les charges des activités de société de portefeuille non réglementées ainsi que les actifs de production visés par des contrats à long terme non réglementés au Belize. Les actifs de production se composent de trois centrales hydroélectriques d'une capacité de production combinée de 51 MW, détenues par une filiale indirecte entièrement détenue de la Société, Fortis Belize Limited, dont la production est vendue à Belize Electricity en vertu de contrats d'achat d'électricité de 50 ans. Comprend également les résultats de l'installation de stockage de gaz naturel Aitken Creek (« Aitken Creek ») jusqu'au 1^{er} novembre 2023, soit la date de cession (note 21).

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 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. De plus, 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). 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.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

2. RÉGLEMENTATION (suite)

Nature de la réglementation		Capitaux propres ordinaires autorisés (en %)	RCP autorisé ¹ (en %)		Principales caractéristiques
Services publics réglementés	Autorité de réglementation		2023	2022	
ITC	Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »)	60,0	10,77 ²	10,77	Tarifs établis selon une formule fondée sur les coûts, avec mécanisme d'ajustement annuel ³ Suppléments incitatifs
TEP	Arizona Corporation Commission (« ACC »)	54,3	9,55 ⁴	9,15	Réglementation fondée sur le coût du service Année témoin historique
	FERC	⁵	9,79	9,79	Tarifs de transport établis selon une formule
UNS Electric	ACC	52,8	9,50 ⁶	9,50	
UNS Gas	ACC	50,8	9,75	9,75	
Central Hudson	New York State Public Service Commission (« PSC »)	48,0 ⁷	9,00	9,00	Réglementation fondée sur le coût du service Année témoin future
FortisBC Energy	British Columbia Utilities Commission (« BCUC »)	45,0	9,65 ⁸	8,75	Réglementation fondée sur le coût du service, avec composantes établies selon une formule et incitatifs ⁹
FortisBC Electric	BCUC	41,0	9,65 ⁸	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	Commission de réglementation et d'appels de l'île	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	8,52 à 9,30	Réglementation fondée sur le coût du service, avec mécanismes incitatifs
Caribbean Utilities ¹¹	Utility Regulation and Competition Office	s.o.	7,50 à 9,50	6,25 à 8,25	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. Se reporter à la section « Questions réglementaires importantes » ci-après.

3. L'ajustement annuel est recouvré ou remboursé à même les tarifs des deux années subséquentes.

4. Capitaux propres ordinaires autorisés de 54,3 % et RCP de 9,55 %, avec prise d'effet le 1^{er} septembre 2023. Se reporter à la section « Questions réglementaires importantes » ci-après.

5. La composante capitaux propres ordinaires autorisés pour les tarifs de transport de la FERC est établie selon une formule et est mise à jour annuellement en fonction du ratio des capitaux propres réel de TEP.

6. Capitaux propres ordinaires autorisés de 53,7 % et RCP de 9,75 %, avec prise d'effet le 1^{er} février 2024. Se reporter à la section « Questions réglementaires importantes » ci-après.

7. Au 1^{er} juillet 2021, la composante capitaux propres ordinaires approuvés de la structure du capital de Central Hudson s'établissait à 50 %, diminuant de 1 % chaque année pour s'établir à 48 % au cours de la troisième année du plan tarifaire. Une demande tarifaire générale prévoyant l'établissement, à compter du 1^{er} juillet 2024, de nouveaux tarifs facturés aux clients est en cours. Se reporter à la section « Questions réglementaires importantes » ci-après.

8. Se reporter à la section « Questions réglementaires importantes » ci-après. La formule et les incitatifs ont été établis jusqu'en 2024.

9. FortisAlberta était assujettie à l'analyse de ses besoins en produits relativement au coût du service en 2023. En 2022, FortisAlberta était assujettie à la TAR, y compris les mécanismes liés aux coûts transférés et aux dépenses d'investissement qui ne sont pas autrement recouvrés à même les tarifs facturés aux clients. Se reporter à la section « Questions réglementaires importantes » ci-après.

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.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

2. RÉGLEMENTATION (suite)

Questions réglementaires importantes

ITC

RCP de base de MISO : En 2022, la Cour d'appel des États-Unis pour le District de Columbia a publié une décision annulant certaines ordonnances émises par la FERC qui avaient établi la méthode de calcul du RCP de base pour les propriétaires de lignes de transport exerçant leurs activités dans la région de Midcontinent Independent System Operator, Inc. (« MISO »), y compris ITC. Cette question découle de plaintes déposées à la FERC en 2013 et en 2015, qui contestaient le RCP de base de MISO alors en vigueur. La Cour a renvoyé la question à la FERC pour qu'elle poursuive le processus, dont le calendrier et l'issue demeurent inconnus.

Mesures incitatives liées au transport d'électricité : En 2021, la FERC a publié un nouvel avis d'ébauche de règle portant sur les mesures incitatives au transport, qui modifie la proposition contenue dans l'avis d'ébauche de règle initial publié par la FERC en 2020. Le nouvel avis d'ébauche de règle propose l'élimination du supplément incitatif au titre du RCP de 50 points de base offert par l'organisme de transport régional aux membres qui en font partie depuis plus de trois ans. Le calendrier et l'issue de cette instance demeurent inconnus.

Droit de premier refus des propriétaires de lignes de transport : En décembre 2023, la cour de district de l'Iowa a décidé que la façon dont la loi relative au droit de premier refus de l'Iowa avait été adoptée était inconstitutionnelle. La loi accorde aux propriétaires de lignes de transport d'électricité titulaires, y compris ITC, un droit de premier refus visant la construction, la propriété et l'entretien de certains actifs de transport d'électricité dans l'État. La cour de district n'a pas statué sur le bien-fondé du droit de premier refus en tant que tel, mais a émis une injonction permanente empêchant ITC et d'autres entités de prendre des mesures supplémentaires relativement à la construction des projets liés à la première tranche du plan de transport à long terme de MISO en Iowa en s'appuyant sur le droit de premier refus. ITC a déposé une demande de révision relativement à la décision de la cour de district à l'égard de la portée de l'injonction.

UNS Energy

Demande tarifaire générale de TEP : En août 2023, l'ACC a publié une décision concernant la demande tarifaire générale de TEP dans laquelle elle approuve, notamment, une augmentation des produits non liés au combustible de 100 millions \$ US, un RCP de 9,55 % et une composante capitaux propres de la structure du capital de 54,32 %. La décision se traduit par une augmentation par rapport aux pourcentages précédents au titre du RCP et de la composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital de TEP, qui étaient de 9,15 % et de 53 %, respectivement. Les nouveaux tarifs facturés aux clients sont entrés en vigueur le 1^{er} septembre 2023.

Demande tarifaire générale d'UNS Electric : En janvier 2024, l'ACC a publié une décision concernant la demande tarifaire générale d'UNS Electric dans laquelle elle approuve, entre autres, une augmentation du RCP et de la composante capitaux propres de la structure du capital, qui passeront de 9,50 % et 52,8 % à 9,75 % et 53,7 %, respectivement. Le mécanisme d'avantages relatifs à la fiabilité du réseau a aussi été approuvé dans le cadre de la décision, ce qui permet à UNS Electric de recouvrer les investissements admissibles au titre de la production et du stockage d'énergie entre les demandes de révision de tarifs, sous réserve d'un plafond annuel et d'un examen des bénéficiaires. Les nouveaux tarifs facturés aux clients sont entrés en vigueur le 1^{er} février 2024.

Central Hudson

Demande tarifaire générale : En juillet 2023, Central Hudson a déposé une demande tarifaire auprès de la PSC prévoyant une augmentation des tarifs de livraison d'électricité et de gaz naturel avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2024. La demande vise également à fixer le RCP et la composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital de Central Hudson à 9,8 % et à 50 %, respectivement. Le calendrier et l'issue de cette instance demeurent inconnus pour l'instant.

Mise en œuvre d'un système d'information sur la clientèle : En janvier 2023, Central Hudson a déposé une réponse à l'ordonnance d'amorcer une instance et de justifier émise par la PSC, en vertu de laquelle Central Hudson devait expliquer pourquoi la PSC ne devrait pas imposer de pénalités administratives ou amorcer une instance sur le caractère prudent des coûts de mise en œuvre liés à son nouveau système d'information sur la clientèle. En juillet 2023, Central Hudson est parvenue à un accord provisoire avec la PSC, acceptant de soumettre à une vérification par une tierce partie indépendante les dernières améliorations apportées à son système de tarification et d'accélérer la mise en œuvre de son plan de lecture mensuelle des compteurs. La vérification par une tierce partie indépendante est toujours en cours, et un rapport initial devrait être présenté au premier trimestre de 2024. Le calendrier et l'issue de cette instance demeurent inconnus pour l'instant.

FortisBC Energy et FortisBC Electric

Instance liée au coût du capital générique : En septembre 2023, la BCUC a publié une décision relativement à l'instance liée au coût du capital générique dans laquelle elle approuvait de nouveaux paramètres du coût du capital rétroactifs au 1^{er} janvier 2023 pour FortisBC Energy et FortisBC Electric. Pour FortisBC Energy, la décision se traduit par une augmentation du RCP et de la composante capitaux propres de la structure du capital, qui passeront respectivement de 8,75 % à 9,65 % et de 38,5 % à 45 %. Pour FortisBC Electric, la décision se traduit par une augmentation du RCP et de la composante capitaux propres de la structure du capital, qui passeront respectivement de 9,15 % à 9,65 % et de 40 % à 41 %. Les coûts liés à la décision relative à l'instance liée au coût du capital générique seront recouverts à même les tarifs facturés aux clients à partir de 2024, et l'insuffisance de produits connexe devrait être recouvrée en totalité d'ici la fin de 2029.

2. RÉGLEMENTATION (suite)

FortisAlberta

Instance liée au coût du capital générique pour 2024 : En octobre 2023, l'AUC a publié une décision dans le cadre de l'instance liée au coût du capital générique pour 2024. La décision, qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2024, retient une approche fondée sur une formule pour déterminer le RCP sur une base annuelle, en vertu de laquelle le RCP nominal de 9,0 % est ajusté pour tenir compte des rendements à long terme prévus sur les obligations du gouvernement du Canada et les obligations du secteur des services publics. Le RCP a été établi à 9,28 % pour 2024, en hausse par rapport au RCP précédent de FortisAlberta, qui était de 8,50 %. La décision conclut également qu'aucun changement ne sera apporté à la composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital, qui demeurera à 37 %.

En novembre 2023, FortisAlberta a demandé la permission de porter la décision relative au coût du capital générique en appel devant la Cour d'appel de l'Alberta, au motif que l'AUC avait commis une erreur de fait ou de droit dans sa décision de ne pas ajuster le RCP et la composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital de FortisAlberta pour tenir compte du risque commercial additionnel découlant de la concurrence avec des associations d'électrification rurale qui interviennent dans le territoire de service de FortisAlberta et des risques réglementaires accrus liés au non-recouvrement des coûts attribuables aux associations d'électrification rurale (se reporter à la section « Recouvrement des coûts des associations d'électrification rurale » ci-dessous). La décision relative à la demande d'appel devrait être rendue d'ici la fin de 2024.

Troisième période d'application de la TAR : En octobre 2023, l'AUC a publié une décision établissant les paramètres de la troisième période d'application de la TAR pour la période allant de 2024 à 2028. Les tarifs de distribution de base de FortisAlberta pour la troisième période d'application de la TAR sont calculés en fonction des besoins en produits pour 2023 en ce qui a trait au coût du service approuvé précédemment par l'AUC. Le régime de TAR de troisième génération prévoit de nouvelles données d'entrée pour le calcul des facteurs d'inflation et de productivité, l'introduction d'un mécanisme de partage des bénéfices en vertu duquel le bénéfice réalisé en excédent du RCP autorisé sera réparti entre l'entreprise de services publics et ses clients et le retrait du mécanisme incitatif de report de l'efficacité. Les mécanismes de financement sont conservés avec certaines modifications, notamment : i) le financement de base établi selon la base tarifaire approuvée pour le coût du service de 2023 et un niveau de dépenses d'investissement annuelles fondé sur les moyennes historiques de 2018 à 2022, indexées conformément aux exigences de l'AUC; et ii) les critères d'admissibilité au financement additionnel des dépenses extraordinaires, élargis afin de possiblement rendre admissibles les dépenses liées au plan d'élimination des émissions nettes.

En novembre 2023, FortisAlberta a demandé la permission de porter la décision relative à la troisième période d'application de la TAR en appel devant la Cour d'appel de l'Alberta, au motif que l'AUC avait commis une erreur de fait ou de droit dans sa décision de déterminer le financement en se fondant sur les dépenses d'investissement historiques de 2018 à 2022, sans tenir compte du financement des nouveaux programmes d'investissement compris dans les besoins en produits pour 2023 en ce qui a trait au coût du service de la société, tels qu'ils ont été approuvés par l'AUC. La décision relative à la demande d'appel devrait être rendue d'ici la fin de 2024.

Recouvrement des coûts des associations d'électrification rurale : En 2021, l'AUC a déterminé que les coûts attribuables aux associations d'électrification rurale, soit environ 10 millions \$ annuellement, ne pourraient plus être recouverts auprès des payeurs de tarifs de FortisAlberta à compter du 1^{er} janvier 2023. FortisAlberta continue d'évaluer d'autres moyens, y compris des modifications législatives, pour recouvrer ces coûts.

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 et de ses filiales. 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 transactions intersociétés ont été éliminées, sauf les transactions 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 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 premières 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) aux 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 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 taux d'amortissement des entreprises de services publics réglementés de la Société comprennent une provision à l'égard des coûts futurs d'enlèvement estimés qui ne sont pas considérés comme une obligation juridique. La provision est comptabilisée comme un passif réglementaire à long terme (note 8), dont sont portés en réduction les coûts réels d'enlèvement lorsqu'ils sont engagés.

Les entreprises de services publics réglementés de la Société décomptabilisent les immobilisations corporelles au moment de leur cession ou lorsqu'on 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 56 millions \$ pour 2023 (2022 – 45 millions \$), est comptabilisée comme une déduction des charges financières, et la composante capitaux propres est comptabilisée dans les autres produits (note 22). Les deux composantes sont comptabilisées en résultat au moyen de la dotation à l'amortissement sur la durée de service estimative de l'immobilisation corporelle applicable.

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 les autorités de réglementation qui les régissent, 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.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

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 les autorités de réglementation concernées, et se sont établis entre 0,5 % et 35,0 % pour 2023 (2022 – entre 0,5 % et 39,8 %). Pour 2023, le taux mixte moyen pondéré d'amortissement avant réduction pour l'amortissement des apports sous forme d'aide à la construction s'est établi à 2,6 % (2022 – 2,7 %).

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

(exercices)	2023		2022	
	Fourchette des durées d'utilité	Durée d'utilité résiduelle moyenne pondérée	Fourchettes des durées d'utilité	Durée d'utilité résiduelle moyenne pondérée
Distribution				
Électricité	5-80	31	5-80	31
Gaz	18-95	38	18-95	39
Transport				
Électricité	20-90	41	20-90	41
Gaz	10-85	36	10-85	35
Production	2-95	23	5-95	22
Autres	3-80	10	3-80	11

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 2023 (2022 – 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 :

(exercices)	2023		2022	
	Fourchette des durées d'utilité	Durée d'utilité résiduelle moyenne pondérée	Fourchette des durées d'utilité	Durée d'utilité résiduelle moyenne pondérée
Logiciels	3-18	5	3-15	5
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	30-90	52	34-90	53
Autres	10-100	14	10-100	14

Les 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 le montant total des flux de trésorerie non actualisés qui devraient être générés par l'actif pourrait ne pas être supérieur à leur valeur comptable. Si tel est le cas, la valeur de l'actif est réduite à sa juste valeur estimative et une perte de valeur est comptabilisée.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

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 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 est effectuée, 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.

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 du personnel 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. De plus, 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 assujétis 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 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 (par exemple les loyers, les impôts fonciers et les coûts liés aux assurances) et les composantes non locatives (par exemple 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 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.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

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 régit exige qu'elle se procure des services de transport auprès de l'Alberta Electric System Operator (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 qu'il soit probable que la Société y a 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

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 et les UALR représentent des attributions réglées en trésorerie, et les UAR 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 2023 était de 54,11 \$ (2022 – 54,65 \$). 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 2023 s'établissait à 1,00 \$ US pour 1,32 \$ CA (2022 – 1,00 \$ US pour 1,36 \$ CA).

Les produits et les charges des établissements à l'étranger de la Société sont convertis au taux de change moyen au cours de la période de présentation de l'information financière, qui était de 1,00 \$ US pour 1,35 \$ CA en 2023 (2022 – 1,00 \$ US pour 1,30 \$ CA).

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

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

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, jusqu'à la date de cession, 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 (note 21). 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 Central Hudson 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.

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 comptabilisés 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 sur le résultat 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 Fortis Belize 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).

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 6,3 milliards \$ au 31 décembre 2023 (2022 – 5,3 milliards \$). Si ces bénéfices sont rapatriés, la Société peut être assujettie à l'impôt sur le résultat et aux retenues d'impôts étrangers. Il est impossible de calculer les passifs d'impôt différé non comptabilisés sur ces montants.

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

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

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.

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 différer de façon importante de ces estimations.

Futures prises de position faisant autorité en comptabilité

La Société se penche sur l'applicabilité et l'incidence de toutes les Accounting Standard Updates (les « ASU ») publiées par le Financial Accounting Standards Board. Toute ASU n'étant pas incluse dans les présents 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.

Information sectorielle : L'ASU n° 2023-07, Improvements to Reportable Segment Disclosures, publiée en novembre 2023, entrera en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2024 et les périodes intermédiaires ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2025 de Fortis, sur une base prospective dans les deux cas. L'ASU exige la présentation d'informations sectorielles supplémentaires sur une base annuelle et intermédiaire, y compris les charges sectorielles importantes et les autres éléments sectoriels qui sont pris en compte dans le calcul du résultat net sectoriel. Fortis évalue à l'heure actuelle l'incidence de ce changement sur ses informations à fournir.

Impôt sur le résultat : L'ASU n° 2023-09, Improvements to Income Tax Disclosures, publiée en décembre 2023, entrera en vigueur pour Fortis le 1^{er} janvier 2025 sur une base prospective; l'application rétrospective et l'adoption anticipée sont permises. L'ASU exige la présentation d'informations supplémentaires relativement à l'impôt sur le revenu en fonction du territoire afin de refléter l'exposition d'une entité aux changements éventuels de la législation fiscale, ainsi que les risques et occasions connexes. Fortis évalue à l'heure actuelle l'incidence de ce changement sur ses informations à fournir.

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.

En raison de la cession d'Aitken Creek en 2023 (note 21), les activités non réglementées de la Société sont maintenant présentées dans le secteur Siège social et autres. Certains chiffres comparatifs ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la nouvelle présentation.

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 2023 et en 2022.

La location de la capacité de stockage de gaz et les ventes de gaz par Aitken Creek à FortisBC Energy de 25 millions \$ en 2023 (2022 – 37 millions \$) sont des transactions intersociétés entre des entités non réglementées et des entités réglementées qui n'ont pas été éliminées au moment de la consolidation.

Périodiquement, Fortis accorde à ses filiales du financement à court terme aux fins des dépenses d'investissement et des besoins saisonniers en fonds de roulement, dont l'incidence est éliminée à la consolidation. Il n'y avait aucun prêt intersectoriel en cours aux 31 décembre 2023 et 2022. Les intérêts imputés sur les prêts intersectoriels en 2023 et en 2022 n'étaient pas significatifs.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

4. INFORMATION SECTORIELLE (suite)

(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	Siège social et autres	Éliminations intersectorielles	
Exercice clos le 31 décembre 2023											
Produits	2 085	3 006	1 360	1 955	738	528	1 761	11 433	84	—	11 517
Coûts de l'approvisionnement énergétique	—	1 290	499	760	—	153	1 069	3 771	—	—	3 771
Charges d'exploitation	494	776	601	408	180	127	231	2 817	72	—	2 889
Amortissements	416	361	113	309	265	96	204	1 764	9	—	1 773
Bénéfice d'exploitation	1 175	579	147	478	293	152	257	3 081	3	—	3 084
Autres produits, montant net	82	49	54	34	6	4	23	252	39	—	291
Charges financières	427	145	67	163	125	79	86	1 092	213	—	1 305
Charge d'impôt sur le résultat	208	83	29	74	12	9	26	441	(81)	—	360
Bénéfice net	622	400	105	275	162	68	168	1 800	(90)	—	1 710
Participations ne donnant pas le contrôle	114	—	—	1	—	—	22	137	—	—	137
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	67	—	67
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	508	400	105	274	162	68	146	1 663	(157)	—	1 506
Entrées d'immobilisations corporelles et incorporelles	1 103	916	341	593	608	126	466	4 153	16	—	4 169
Au 31 décembre 2023											
Goodwill	8 127	1 830	597	913	228	235	254	12 184	—	—	12 184
Total de l'actif	24 269	12 784	5 371	9 225	5 962	2 715	5 227	65 553	401	(34)	65 920
Exercice clos le 31 décembre 2022											
Produits	1 906	2 758	1 325	2 084	680	487	1 652	10 892	151	—	11 043
Coûts de l'approvisionnement énergétique	—	1 213	525	1 055	—	141	1 013	3 947	5	—	3 952
Charges d'exploitation	481	691	571	364	166	133	217	2 623	60	—	2 683
Amortissements	385	365	104	298	243	67	187	1 649	19	—	1 668
Bénéfice d'exploitation	1 040	489	125	367	271	146	235	2 673	67	—	2 740
Autres produits, montant net	48	22	59	22	5	6	14	176	(11)	—	165
Charges financières	349	127	53	146	110	76	75	936	166	—	1 102
Charge d'impôt sur le résultat	184	56	28	39	15	12	22	356	(67)	—	289
Bénéfice net	555	328	103	204	151	64	152	1 557	(43)	—	1 514
Participations ne donnant pas le contrôle	101	—	—	1	—	—	18	120	—	—	120
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	64	—	64
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	454	328	103	203	151	64	134	1 437	(107)	—	1 330
Entrées d'immobilisations corporelles et incorporelles	1 212	709	293	589	510	130	393	3 836	29	—	3 865
Au 31 décembre 2022											
Goodwill	8 318	1 873	612	913	228	235	258	12 437	27	—	12 464
Total de l'actif	23 478	12 678	5 131	8 875	5 547	2 596	4 916	63 221	1 043	(12)	64 252

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

5. PRODUITS

(en millions \$)	2023	2022
Produits liés à l'électricité et au gaz		
États-Unis		
ITC	2 098	1 911
UNS Energy	2 707	2 498
Central Hudson	1 329	1 307
Canada		
FortisBC Energy	1 766	2 080
FortisAlberta	699	655
FortisBC Electric	460	429
Newfoundland Power	759	722
Maritime Electric	258	234
FortisOntario	217	220
Caraïbes		
Caribbean Utilities	388	349
FortisTCl	108	98
Total des produits liés à l'électricité et au gaz	10 789	10 503
Produits liés aux autres services ¹	374	409
Produits tirés de contrats conclus avec des clients	11 163	10 912
Revenus alternatifs	150	(28)
Autres produits des activités ordinaires	204	159
Total des produits	11 517	11 043

1. Comprend des montants de 308 millions \$ et de 266 millions \$ liés aux activités réglementées pour 2023 et 2022, respectivement.

Produits 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 (note 21), et iii) les produits tirés d'autres services qui reflètent les activités ordinaires des entreprises de services publics de Fortis.

Autres types de produits

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 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.

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. Ce mécanisme demeurera en vigueur jusqu'à l'expiration de l'actuel régime pluriannuel en 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, respectivement, dont les montants seront remboursés aux clients ou recouverts auprès de ces derniers à même les tarifs sur une période de deux ans.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

5. PRODUITS (suite)

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, ainsi que les reports réglementaires de FortisBC Energy et de FortisBC Electric, qui reflètent les écarts au titre du recouvrement des coûts par rapport aux prévisions et le report de l'insuffisance de produits découlant du coût du capital générique (note 2).

6. DÉBITEURS ET AUTRES ACTIFS COURANTS

(en millions \$)	2023	2022
Créances clients	890	930
Créances non facturées	727	887
Correction de valeur pour pertes de crédit	(68)	(58)
	1 549	1 759
Impôt à recevoir	78	—
Autres ¹	191	580
	1 818	2 339

1. 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 26).

Correction de valeur pour pertes de crédit

Le tableau suivant présente la variation de la correction de valeur pour pertes de crédit.

(en millions \$)	2023	2022
Solde au début de l'exercice	(58)	(53)
Pertes de crédit passées en charges	(33)	(27)
Report de pertes de crédit	(13)	(6)
Radiations, déduction faite des recouvrements	35	30
Taux de change	1	(2)
Solde à la fin de l'exercice	(68)	(58)

Se reporter à la note 26 pour obtenir de l'information sur le risque de crédit de la Société.

7. STOCKS

(en millions \$)	2023	2022
Matières et fournitures	431	394
Gaz et combustible stockés	96	235
Stocks de charbon	39	32
	566	661

8. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

(en millions \$)	2023	2022
Actifs réglementaires		
Impôt différé (note 3)	2 058	1 874
Comptes de stabilisation tarifaire et comptes connexes ¹	521	557
Coûts de gestion de l'énergie différés ²	521	445
Avantages du personnel futurs (notes 3 et 24)	254	207
Dérivés (notes 3 et 26)	197	84
Charges locatives différées ³	137	132
Coûts de remise en état différés ⁴	115	91
Report relatif à la remise en état des centrales au gaz (note 16)	81	97
Coûts de mise hors service anticipée liée à la production ⁵	64	78
Autres actifs réglementaires ⁶	436	444
Total des actifs réglementaires	4 384	4 009
Moins : tranche courante	(866)	(914)
Actifs réglementaires à long terme	3 518	3 095

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

8. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES (suite)

(en millions \$)	2023	2022
Passifs réglementaires		
Coûts futurs d'enlèvement (note 3)	1 547	1 306
Impôt différé (note 3)	1 280	1 364
Avantages du personnel futurs (notes 3 et 24)	294	306
Comptes de stabilisation tarifaire et comptes connexes ¹	292	297
Supplément de facturation au titre de l'énergie renouvelable ²	129	126
Report des charges de l'AESO ³	121	21
Passif lié à l'efficacité énergétique ⁴	78	89
Dérivés (notes 3 et 26)	37	224
Autres passifs réglementaires ⁵	180	182
Total des passifs réglementaires	3 958	3 915
Moins : tranche courante	(577)	(595)
Passifs réglementaires à long terme	3 381	3 320

1. **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'TTC (note 5).

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

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 remise en état différés** : Coûts marginaux engagés à Central Hudson et à Maritime Electric liés aux activités de remise en état en raison d'événements météorologiques importants. Les coûts marginaux engagés qui excèdent ceux recouverts à même les tarifs facturés aux clients de Central Hudson sont recouverts au moyen de comptes de stabilisation tarifaire. La forme et la période de recouvrement de Maritime Electric seront déterminées par l'autorité de réglementation.

5. **Coûts de mise hors service anticipée liée à la production** : Comprend les coûts de TEP liés à la mise hors service de la centrale Navajo, des unités 1 et 2 de l'installation de production de Sundt et de la centrale San Juan, tel qu'approuvé à des fins de recouvrement par son autorité de réglementation.

6. **Autres actifs et passifs réglementaires** : Comprendent les actifs et les passifs réglementaires dont la valeur individuelle est inférieure à 50 millions \$.

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

L'ACC mesure la conformité à la NER à l'aide des crédits d'énergie renouvelable (« CER »). Chaque CER équivaut à un kilowattheure produit à partir de ressources renouvelables. Quand UNS Energy achète de l'énergie renouvelable, la prime payée par rapport aux prix du marché de l'électricité traditionnelle constitue le coût des CER recouvrable au moyen du supplément de facturation au titre de la NER. Quand des CER sont achetés, UNS Energy comptabilise leur coût au poste Autres actifs à long terme (note 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.

8. **Report des charges de l'AESO** : Se rapporte aux différences entre les produits recouverts et les charges engagées pour des éléments liés au transport à FortisAlberta qui doivent être recouverts ou remboursés à même les tarifs facturés aux clients.

9. **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.

Les actifs réglementaires qui ne produisent pas de rendement : i) totalisaient 1 995 millions \$ et 1 980 millions \$ aux 31 décembre 2023 et 2022, respectivement; ii) sont principalement liés à l'impôt différé et aux avantages du personnel futurs; et iii) ne représentent habituellement pas un décaissement antérieur étant donné qu'ils sont contrebalancés par des passifs connexes qui, de la même manière, n'engagent aucun coût de détention aux fins de l'établissement des tarifs. Les périodes de recouvrement varient ou doivent être déterminées par les autorités de réglementation concernées.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

9. AUTRES ACTIFS

(en millions \$)	2023	2022
Avantages du personnel futurs (note 24)	355	274
Participations en actions ¹	237	201
CER (note 8)	155	142
Autres placements	133	115
Régime de retraite supplémentaire à l'intention des dirigeants (« RRSD »)	117	155
Contrats de location simple (note 15)	51	43
Dérivés	43	118
Régime de rémunération différée	22	40
Autres	185	125
	1 298	1 213

1. Comprend les participations dans Belize Electricity et dans la société en commandite Wataynikaneyap.

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 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 26).

10. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

(en millions \$)	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
2023			
Distribution			
Électricité	14 352	(3 708)	10 644
Gaz	6 682	(1 736)	4 946
Transport			
Électricité	19 886	(4 267)	15 619
Gaz	2 751	(843)	1 908
Production	7 192	(2 739)	4 453
Autres	4 444	(1 645)	2 799
Actifs en construction	2 581	—	2 581
Terrains	435	—	435
	58 323	(14 938)	43 385
 2022			
Distribution			
Électricité	13 650	(3 715)	9 935
Gaz	6 396	(1 626)	4 770
Transport			
Électricité	19 056	(4 074)	14 982
Gaz	2 600	(800)	1 800
Production	7 173	(2 679)	4 494
Autres	4 803	(1 610)	3 193
Actifs en construction	2 094	—	2 094
Terrains	395	—	395
	56 167	(14 504)	41 663

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

10. IMMOBILISATIONS CORPORELLES (suite)

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 »]). 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). 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 et les biens liés aux technologies de l'information.

Au 31 décembre 2023, les actifs en construction reflétaient en grande partie les projets de transport en cours pour ITC et UNS Energy.

Au 31 décembre 2023, le coût des immobilisations corporelles faisant l'objet de contrats de location-financement s'établissait à 318 millions \$ (2022 – 323 millions \$), et l'amortissement cumulé connexe était de 113 millions \$ (2022 – 117 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 2023, les participations dans les centrales détenues conjointement se composaient principalement de ce qui suit :

<i>(en millions \$, sauf indication contraire)</i>	Participation <i>(en %)</i>	Amortissement		Valeur comptable nette
		Coût	cumulé	
Réseaux de transport	Variable	1 485	(432)	1 053
Installations communes de Springerville	86,0	530	(302)	228
Installations de manutention de charbon de Springerville	83,0	275	(136)	139
Unités 4 et 5 de Four Corners (« Four Corners »)	7,0	271	(128)	143
Installations communes de Gila River	50,0	119	(45)	74
Installation Luna Energy (« Luna »)	33,3	81	—	81
		2 761	(1 043)	1 718

11. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

<i>(en millions \$)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
2023			
Logiciels	1 040	(528)	512
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	1 071	(182)	889
Autres	132	(81)	51
Actifs en construction	58	—	58
	2 301	(791)	1 510
2022			
Logiciels	985	(497)	488
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	1 064	(171)	893
Autres	135	(78)	57
Actifs en construction	110	—	110
	2 294	(746)	1 548

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

11. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES (suite)

Au 31 décembre 2023, le coût des droits fonciers, des droits de transport et des droits d'usage de l'eau comprenait un montant de 113 millions \$ (2022 – 117 millions \$) non amortissable. La dotation aux amortissements a été de 150 millions \$ pour 2023 (2022 – 145 millions \$). L'amortissement devrait s'établir en moyenne à environ 88 millions \$ pour chacun des cinq prochains exercices.

12. GOODWILL

(en millions \$)	2023	2022
Solde au début de l'exercice	12 464	11 720
Cession d'Aitken Creek (note 21)	(27)	—
Incidence du change ¹	(253)	744
Solde à la fin de l'exercice	12 184	12 464

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 FortisTCI, dont la monnaie fonctionnelle est le dollar américain.

En 2023 et en 2022, aucune perte de valeur au titre du goodwill n'a été comptabilisée par la Société.

13. CRÉDITEURS ET AUTRES PASSIFS COURANTS

(en millions \$)	2023	2022
Dettes fournisseurs	990	886
Dividendes à verser	295	278
Rémunération et avantages du personnel à payer	275	270
Intérêts à payer	274	254
Impôts à payer autres que l'impôt sur le résultat	268	282
Dépôts de clients et autres dépôts	263	401
Coûts du gaz et du combustible à payer	232	512
Dérivés (note 26)	170	127
Avantages du personnel futurs (note 24)	28	28
Impôt sur le résultat à payer	—	88
Autres	177	162
	2 972	3 288

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

14. DETTE À LONG TERME

(en millions \$)	Date d'échéance	2023	2022
ITC			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,22 % (2022 – 4,22 %)	2024-2055	3 268	3 344
Billets de premier rang garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,00 % (2022 – 3,83 %)	2028-2055	1 278	1 186
Billets de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,16 % (2022 – 3,98 %)	2024-2043	5 165	4 541
Billet d'actionnaire non garanti en dollars américains – taux fixe de 6,00 % (2022 – 6,00 %)	2028	263	270
UNS Energy			
Obligation non garantie exonérée d'impôt en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,00 % (2022 – 4,00 %)	s.o.	—	123
Billets non garantis à taux fixe en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 3,80 % (2022 – 3,58 %)	2025-2053	3 668	3 450
Central Hudson			
Billets non garantis en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 4,27 % (2022 – 4,14 %)	2024-2060	1 687	1 526
FortisBC Energy			
Débetures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 4,61 % (2022 – 4,61 %)	2026-2052	3 295	3 295
FortisAlberta			
Débetures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 4,52 % (2022 – 4,49 %)	2024-2053	2 685	2 485
FortisBC Electric			
Débetures garanties – taux fixe de 8,80 % (2022 – 8,80 %)	s.o.	—	25
Débetures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 4,70 % (2022 – 4,70 %)	2035-2052	860	860
Autres entreprises d'électricité			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties à fonds d'amortissement – taux fixe moyen pondéré de 5,24 % (2022 – 5,26 %)	2026-2060	748	666
Obligations hypothécaires de premier rang garanties – taux fixe moyen pondéré de 5,29 % (2022 – 5,31 %)	2025-2061	320	260
Billets de premier rang non garantis – taux fixe moyen pondéré de 4,45 % (2022 – 4,45 %)	2041-2048	152	152
Billets et obligations de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 4,89 % (2022 – 4,71 %)	2025-2052	702	745
Siège social et autres			
Billets et billets à ordre de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 3,82 % (2022 – 3,82 %)	2024-2044	2 251	2 691
Débetures non garanties – taux fixe de 6,51 % (2022 – 6,51 %)	2039	200	200
Billets de premier rang non garantis – taux fixe moyen pondéré de 4,10 % (2022 – 3,31 %)	2028-2033	1 500	1 000
Emprunts sur les facilités de crédit classés à long terme		1 572	1 657
Ajustement de la juste valeur – acquisition d'ITC		89	102
Total de la dette à long terme (note 26)		29 703	28 578
Moins : coûts de financement différés et escomptes sur la dette		(172)	(166)
Moins : tranche courante de la dette à long terme		(2 296)	(2 481)
		27 235	25 931

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.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

14. DETTE À LONG TERME (suite)

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 restrictives qui prévoient que la Société s'abstiendra de déclarer, de verser ou d'effectuer des paiements restreints, y compris des dividendes spéciaux ou extraordinaires, si, immédiatement par la suite, son ratio d'endettement consolidé excédait 65 %.

Émissions importantes de titres d'emprunt à long terme en 2023	Mois de l'émission	Taux d'intérêt (en %)	Échéance	Montant (en millions \$)	Affectation du produit
ITC					
Billets de premier rang non garantis	Juin	5,40 ¹	2033	500 \$ US	2,3,4
Billets de premier rang non garantis	Juin	4,95 ⁵	2027	300 \$ US	2,3,4
Billets de premier rang garantis	Novembre	5,65	2028	90 \$ US	3,4,6
UNS Energy					
Billets de premier rang non garantis	Février	5,50	2053	375 \$ US	2,3
Billets de premier rang non garantis	Août	5,65	2038	50 \$ US	2,3
Central Hudson					
Billets de premier rang non garantis	Mars	5,68	2033	40 \$ US	3,4
Billets de premier rang non garantis	Mars	5,78	2035	15 \$ US	3,4
Billets de premier rang non garantis	Mars	5,88	2038	35 \$ US	3,4
Billets de premier rang non garantis	Novembre	6,17	2028	60 \$ US	3,4
FortisAlberta					
Débetures de premier rang non garanties	Mai	4,86	2053	200	3,4
Newfoundland Power					
Obligations hypothécaires de premier rang à fonds d'amortissement	Août	5,12	2053	90	3,4
Maritime Electric					
Obligations hypothécaires de premier rang	Septembre	5,20	2053	60	3,4
Fortis					
Billets de premier rang non garantis	Novembre	5,68 ⁷	2033	500	3,4

1. ITC a conclu des contrats de fixation de taux d'intérêt qui ont réduit le taux d'intérêt effectif à 5,32 % (note 26).

2. Remboursement de la dette à long terme arrivant à échéance.

3. Aux fins générales de la Société.

4. Remboursement d'emprunts à court terme et/ou sur les facilités de crédit.

5. Représente la deuxième tranche des billets de premier rang à 4,95 % existants d'ITC, initialement émis en 2022.

6. Financement des dépenses d'investissement.

7. Fortis a conclu un contrat de fixation de taux d'intérêt qui a réduit le taux d'intérêt effectif à 5,52 % (note 26).

En janvier 2024, ITC a émis des billets de premier rang garantis à 5,98 % d'une durée de 10 ans pour un montant de 85 millions \$ US, des obligations hypothécaires de premier rang à 5,11 % d'une durée de 5 ans pour un montant de 75 millions \$ US et des obligations hypothécaires de premier rang à 5,38 % d'une durée de 10 ans pour un montant de 75 millions \$ US. Le produit sera affecté au remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit, au financement des dépenses d'investissement et à d'autres fins générales de la Société.

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 :

(en millions \$)	Total
2024	2 296
2025	511
2026	2 388
2027	2 334
2028	1 501
Par la suite	20 673
	29 703

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

14. DETTE À LONG TERME (suite)

En novembre 2022, 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 \$. En septembre 2023, Fortis a lancé un programme d'émission d'actions au cours du marché dans le cadre du prospectus préalable de base simplifié, lequel autorisera la Société à émettre et à offrir au public, de temps à autre et à sa discrétion, des actions ordinaires pour un montant maximal de 500 millions \$ à même les actions propres, jusqu'au 22 décembre 2024. Au 31 décembre 2023, un montant de 500 millions \$ était toujours disponible en vertu du programme d'émission d'actions au cours du marché, et un montant de 1,5 milliard \$ demeurait disponible en vertu du prospectus préalable de base simplifié.

Facilités de crédit

(en millions \$)	Entreprises de services publics réglementés	Siège social et autres	2023	2022
Total des facilités de crédit	3 943	2 233	6 176	5 850
Facilités de crédit utilisées :				
Emprunts à court terme ¹	(119)	—	(119)	(253)
Dette à long terme (y compris la tranche courante) ²	(910)	(662)	(1 572)	(1 657)
Lettres de crédit en cours	(78)	(23)	(101)	(128)
Facilités de crédit inutilisées	2 836	1 548	4 384	3 812

1. Le taux d'intérêt moyen pondéré était d'environ 6,9% (2022 – 4,9%).

2. Le taux d'intérêt moyen pondéré était d'environ 6,2% (2022 – 5,1%). La tranche courante se chiffrait à 1 160 millions \$ (2022 – 1 376 millions \$).

Les facilités de crédit sont principalement conclues auprès de grandes banques canadiennes et américaines, aucune banque ne détenant plus d'environ 20 % du total des facilités de crédit renouvelables de la Société. Une tranche d'environ 5,7 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités engagées qui viennent à échéance entre 2024 et 2028.

En avril 2023, ITC a augmenté le montant total de ses facilités de crédit disponibles pour le faire passer de 900 millions \$ US à 1 milliard \$ US, et a prorogé l'échéance jusqu'en avril 2028.

En mai 2023, la Société a modifié sa facilité de crédit à terme renouvelable engagée d'un montant de 1,3 milliard \$ afin de proroger son échéance jusqu'en juillet 2028. Également en mai 2023, la Société a prorogé l'échéance de sa facilité de crédit à terme non renouvelable non garantie de 500 millions \$ US jusqu'en mai 2024. La facilité est remboursable en tout temps sans pénalité.

En octobre 2023, FortisUS Inc., une société de portefeuille qui est une filiale de Fortis, a conclu une facilité de crédit renouvelable non engagée de 150 millions \$ US. La facilité arrivera à échéance en octobre 2025 et procurera une souplesse de financement pour satisfaire aux besoins de liquidités à court terme.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

14. DETTE À LONG TERME (suite)

Les facilités de crédit consolidées d'environ 6,2 milliards \$ au 31 décembre 2023 sont présentées en détail ci-dessous :

(en millions \$)	Montant	Échéance
Facilités de crédit renouvelables engagées non garanties		
Entreprises de services publics réglementés		
ITC ¹	1 000 \$ US	2028
UNS Energy	405 \$ US	2026
Central Hudson	250 \$ US	2025
FortisBC Energy	700	2027
FortisAlberta	250	2028
FortisBC Electric	150	2027
Autres entreprises d'électricité	240	²
Autres entreprises d'électricité	83 \$ US	2025
Siège social et autres	1 350	³
Autres facilités		
Entreprises de services publics réglementés		
Central Hudson – facilité de crédit non engagée	70 \$ US	s.o.
FortisBC Energy – facilité de crédit non engagée	55	2024
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	94 \$ US	2024
Siège social et autres		
Facilité non renouvelable non garantie	500 \$ US	2024
Facilité renouvelable non garantie	150 \$ US	2025
Facilité non renouvelable non garantie	22	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 néant était en cours au 31 décembre 2023 (2022 – 134 millions \$ US), lequel est présenté dans les emprunts à court terme.

2. 50 millions \$ en 2025, 90 millions \$ en 2026 et 100 millions \$ en 2028.

3. 50 millions \$ en 2025 et 1,3 milliard \$ en 2028.

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 24 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 32 ans.

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

(en millions \$)	2023	2022
Contrats de location simple		
Autres actifs	51	43
Créditeurs et autres passifs courants	(12)	(9)
Autres passifs	(39)	(34)
Contrats de location-financement¹		
Actifs réglementaires	137	132
Immobilisations corporelles, montant net	205	206
Créditeurs et autres passifs courants	(3)	(2)
Contrats de location-financement	(339)	(336)

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.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

15. CONTRATS DE LOCATION (suite)

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

(en millions \$)	2023	2022
Coût lié aux contrats de location simple	12	9
Coût lié aux contrats de location-financement :		
Amortissement	3	1
Intérêts	33	33
Coût variable lié aux contrats de location	23	21
Total du coût lié aux contrats de location	71	64

Au 31 décembre 2023, la valeur actualisée des paiements de loyers minimaux s'établissait comme suit :

(en millions \$)	Contrats de location simple	Contrats de location-financement	Total
2024	14	36	50
2025	11	36	47
2026	10	36	46
2027	6	36	42
2028	3	36	39
Par la suite	16	978	994
	60	1 158	1 218
Moins : intérêts implicites	(9)	(816)	(825)
Total des obligations liées aux contrats de location	51	342	393
Moins : tranche courante	(12)	(3)	(15)
	39	339	378

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

(en millions \$, sauf indication contraire)	2023	2022
Durée résiduelle moyenne pondérée des contrats de location (en années)		
Contrats de location simple	7	9
Contrats de location-financement	32	33
Taux d'actualisation moyen pondéré (en %)		
Contrats de location simple	4,5	4,1
Contrats de location-financement	5,0	5,0

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

16. AUTRES PASSIFS

(en millions \$)	2023	2022
Avantages du personnel futurs (note 24)	527	423
Dépôts de clients et autres dépôts	168	107
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 3)	163	174
Remise en état des centrales au gaz ¹	94	95
Régimes de rémunération fondée sur des actions (note 20)	82	79
Régime de rémunération différée (note 9)	54	48
Dérivés (note 26)	48	72
Contrats de location simple (note 15)	39	34
Obligations liées à la remise en état de mines ²	30	39
Contrat de vente d'énergie au détail ³	27	33
Autres	38	42
	1 270	1 146

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. 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 recouverts auprès des clients, comme l'autorité de réglementation l'autorise. La quote-part de TEP des coûts de remise en état estimative s'élève à 41 millions \$. La valeur actualisée de l'obligation future estimative est présentée dans le tableau ci-dessus.
3. FortisAlberta a conclu une entente avec un fournisseur d'énergie au détail, en vertu de laquelle elle agit 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, qui est amorti dans les produits sur la durée de l'entente, soit huit ans.

17. BÉNÉFICE PAR ACTION ORDINAIRE

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

	2023			2022		
	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions \$)	Nombre moyen pondéré d'actions (en millions)	BPA (en \$)	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions \$)	Nombre moyen pondéré d'actions (en millions)	BPA (en \$)
BPA de base	1 506	486,3	3,10	1 330	478,6	2,78
Incidence des options sur actions potentiellement dilutives (note 20)	—	0,2	—	—	0,4	—
BPA dilué	1 506	486,5	3,10	1 330	479,0	2,78

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

18. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Autorisé

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

Émises et en circulation	2023		2022	
	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	7 665	188
Série I	2 335	57	2 335	57
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	4,75	1,1875	—	Actuellement rachetables	25,00	—
Taux fixe rajusté ^{3,4}						
Série G	5,25	1,5308	2,13	1 ^{er} septembre 2028	25,00	—
Série H	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 ^{4,5}						
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. 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.
4. 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.
5. Le taux de dividende trimestriel variable sera rajusté tous les trimestres selon le taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à trois mois alors en vigueur, majoré du taux de rendement de l'action rajusté applicable.

Lors de la liquidation ou dissolution volontaire ou forcée de Fortis, les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de participer proportionnellement à tout partage des biens de Fortis, sous réserve des droits des porteurs des actions privilégiées de premier rang et de deuxième rang, ainsi que de toute autre catégorie d'actions de la Société dont les porteurs sont autorisés à recevoir les biens de la Société lors d'un tel partage en priorité sur les porteurs des actions ordinaires ou proportionnellement avec ces derniers.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

19. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

(en millions \$)	Solde d'ouverture	Variation nette	Solde de clôture
2023			
Profits (pertes) de change latents			
Investissements nets dans des établissements à l'étranger	1 495	(436)	1 059
Couvertures d'investissements nets dans des établissements à l'étranger	(530)	78	(452)
Économie (charge) d'impôt sur le résultat	7	(3)	4
	972	(361)	611
Autres			
Couvertures de taux d'intérêt (note 26)	49	13	62
Pertes latentes au titre des avantages du personnel futurs (note 24)	(6)	(3)	(9)
Charge d'impôt sur le résultat	(7)	(4)	(11)
	36	6	42
Cumul des autres éléments du résultat global	1 008	(355)	653
2022			
Profits (pertes) de change latents			
Investissements nets dans des établissements à l'étranger	273	1 222	1 495
Couvertures d'investissements nets dans des établissements à l'étranger	(276)	(254)	(530)
(Charge) économie d'impôt sur le résultat	(8)	15	7
	(11)	983	972
Autres			
Couvertures de taux d'intérêt (note 26)	(5)	54	49
(Pertes) profits latents au titre des avantages du personnel futurs (note 24)	(36)	30	(6)
Économie (charge) d'impôt sur le résultat	12	(19)	(7)
	(29)	65	36
Cumul des autres éléments du résultat global	(40)	1 048	1 008

20. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

Options sur actions

À compter du 1^{er} janvier 2022, la Société n'attribue plus d'options sur actions. Les options existantes visant l'achat d'actions ordinaires de la Société 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. La charge de rémunération fondée sur des options sur actions a été 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 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.

Au 31 décembre 2023, la Société avait 1,9 million d'options sur actions en circulation (2022 – 2,3 millions) à un prix d'exercice moyen pondéré de 48,12 \$ (2022 – 47,72 \$). Au 31 décembre 2023, les options dont les droits étaient acquis s'élevaient à 1,6 million (2022 – 1,5 million), et leur prix d'exercice moyen pondéré s'établissait à 47,19 \$ (2022 – 44,86 \$).

En 2023, 0,3 million d'options sur actions ont été exercées (2022 – 1 million) pour un produit en trésorerie de 13 millions \$ (2022 – 26 millions \$) et une valeur intrinsèque réalisée par les employés de 6 millions \$ (2022 – 9 millions \$).

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.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

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

Régime d'UAD (suite)

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

	2023	2022
Nombre d'unités (en milliers)		
Solde au début de l'exercice	224	183
Attribuées	40	33
Dividendes fictifs réinvestis	10	8
Réglées	(33)	—
Solde à la fin de l'exercice	241	224

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 (note 16). La charge à payer, la charge de rémunération et la distribution en trésorerie pour 2023 et 2022 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 les filiales, le bénéfice net cumulé de la société comparé à la cible établie au moment de l'attribution. À compter de l'attribution d'UALR de 2022, le rendement de la Société en matière de réduction des émissions de carbone du champ d'application 1 par rapport à la cible a été inclus dans le pourcentage du versement, et l'attribution d'UALR de 2023 tient compte d'un modificateur appliqué au versement qui est fondé sur l'atteinte des objectifs en matière de diversité, d'équité et d'inclusion.

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

	2023	2022
Nombre d'unités (en milliers)		
Solde au début de l'exercice	1 790	1 898
Attribuées	722	580
Dividendes fictifs réinvestis	66	58
Réglées	(606)	(712)
Annulées/frappées de déchéance	(30)	(34)
Solde à la fin de l'exercice	1 942	1 790
Renseignements supplémentaires (en millions \$)		
Charge de rémunération comptabilisée	45	25
Charge de rémunération non comptabilisée ¹	28	24
Distribution en trésorerie	46	66
Charge à payer aux 31 décembre ²	90	90
Valeur intrinsèque totale aux 31 décembre ³	118	114

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 crédeturs et autres passifs courants et dans les autres passifs (notes 13 et 16).

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

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

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

Régimes d'UAR

La haute direction de la Société et de ses filiales ainsi que tous les employés d'ITC sont admissibles à l'attribution d'UAR, lesquels constituent une composante de leur rémunération à long terme.

Les droits relatifs à chaque UAR sont acquis sur une période de trois ans, 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 en actions ordinaires de la Société.

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

	2023	2022
Nombre d'unités (en milliers)		
Solde au début de l'exercice	977	1 060
Attribuées	416	331
Dividendes fictifs réinvestis	35	29
Réglées	(323)	(410)
Annulées/frappées de déchéance	(26)	(33)
Solde à la fin de l'exercice	1 079	977
Renseignements supplémentaires (en millions \$)		
Charge de rémunération comptabilisée	21	16
Charge de rémunération non comptabilisée ¹	17	16
Distribution en trésorerie	17	25
Charge à payer aux 31 décembre ²	42	40
Valeur intrinsèque totale aux 31 décembre ³	59	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.

21. CESSION

Le 1^{er} novembre 2023, FortisBC Holdings Inc. (« FHI ») a conclu la vente d'Aitken Creek à une filiale d'Enbridge Inc. pour environ 470 millions \$, ce qui comprend les ajustements liés au fonds de roulement et les ajustements de clôture, après la satisfaction à toutes les exigences réglementaires. La date d'entrée en vigueur aux termes de la transaction était le 31 mars 2023. Un profit sur cession de 23 millions \$ (10 millions \$ après impôt), déduction faite des coûts de transaction, a été comptabilisé dans le secteur Siège social et autres.

Pour la période de sept mois comprise entre la date d'entrée en vigueur du 31 mars 2023 et la date de cession du 1^{er} novembre 2023, Aitken Creek a comptabilisé un bénéfice net de 5 millions \$, compte non tenu du profit susmentionné.

Du 1^{er} janvier 2023 à la date de cession du 1^{er} novembre 2023, compte non tenu du profit, Aitken Creek a comptabilisé un bénéfice net de 20 millions \$ (exercice 2022 – 45 millions \$).

22. AUTRES PRODUITS, MONTANT NET

(en millions \$)	2023	2022
Composante capitaux propres de la PFUPC	101	78
Produits d'intérêts ¹	76	11
Composante autre que le coût des services rendus du coût net des prestations de la période	62	92
Profit à la cession d'Aitken Creek, avant impôt (note 21)	23	—
Profit (perte) sur dérivés, montant net	9	(17)
Profit (perte) sur les placements liés à la retraite, montant net	7	(18)
Autres	13	19
	291	165

1. Comprend les intérêts sur les dépôts à court terme, ainsi que les intérêts sur les reports réglementaires.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

23. 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 \$)	2023	2022
Actifs d'impôt différé, montant brut		
Passifs réglementaires	636	674
Reports en avant de pertes fiscales et de crédits d'impôt	600	658
Avantages du personnel futurs	136	161
Autres	144	160
	1 516	1 653
Réduction de valeur	(23)	(32)
Actifs d'impôt différé, montant net	1 493	1 621
Passifs d'impôt différé, montant brut		
Immobilisations corporelles	(5 355)	(5 146)
Actifs réglementaires	(372)	(388)
Immobilisations incorporelles	(165)	(147)
	(5 892)	(5 681)
Passif d'impôt différé, montant net	(4 399)	(4 060)

Charge d'impôt sur le résultat

(en millions \$)	2023	2022
Au Canada		
Bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat	526	447
Impôt exigible	71	93
Impôt différé	17	(41)
Total au Canada	88	52
À l'étranger		
Bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat	1 544	1 356
Impôt exigible	17	14
Impôt différé	255	223
Total à l'étranger	272	237
Charge d'impôt sur le résultat	360	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.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

23. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT (suite)

Le tableau qui suit présente un rapprochement des impôts consolidés selon les taux prévus par la loi et des impôts consolidés selon les taux effectifs.

(en millions \$, sauf indication contraire)	2023	2022
Bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat	2 070	1 803
Taux d'imposition fédéral et provincial canadien combiné prévu par la loi (en %)	30,0	30,0
Taux d'imposition fédéral et provincial attendu prévu par la loi	621	541
Diminution découlant des éléments suivants :		
Différentiels de taux prévus par la loi à l'étranger et autres	(166)	(162)
PFUPC	(22)	(18)
Effets de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés :		
Écart entre l'amortissement déclaré aux fins fiscales et celui présenté aux fins comptables	(61)	(74)
Éléments inscrits à l'actif aux fins comptables, mais passés en charges aux fins fiscales	(16)	(7)
Autres	4	9
Charge d'impôt sur le résultat	360	289
Taux d'imposition effectif (en %)	17,4	16,0

Reports en avant d'impôt¹

(en millions \$)	Expiration	2023
Au Canada		
Pertes autres qu'en capital	2028-2043	130
À l'étranger		
Pertes d'exploitation nettes – fédéral et États ²	2024-2043	345
Autres crédits d'impôt	2024-2043	125
		470
Total des reports en avant d'impôt comptabilisés		600

1. Les reports en avant d'impôt sont présentés après impôt.

2. Report indéfini des pertes d'exploitation nettes du gouvernement fédéral et des états qui ont adopté les dispositions fédérales, en vigueur pour les années d'imposition ouvertes après le 31 décembre 2017.

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, Colombie-Britannique et Alberta). Les années d'imposition de 2018 à 2023 de la Société peuvent toujours faire l'objet d'un contrôle fiscal dans les territoires canadiens, et les années d'imposition de 2019 à 2023, dans les territoires des États-Unis.

24. 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 2020 pour la Société; du 31 décembre 2021 pour certains régimes de FortisBC Energy et de FortisBC Electric; du 31 décembre 2022 pour les autres régimes de FortisBC Energy et de FortisBC Electric, ainsi que pour Newfoundland Power, FortisAlberta et FortisOntario; et du 31 décembre 2023 pour Caribbean Utilities.

ITC, UNS Energy et Central Hudson réalisent des évaluations actuarielles annuelles, étant donné que leurs obligations de capitalisation se fondent sur le maintien de cibles annuelles minimales, lesquelles ont toutes été atteintes.

La politique de placement de la Société vise à assurer que les actifs des régimes de retraite à prestations définies et des régimes d'AAPE, de même que les cotisations prévues, sont investis de façon prudente et économique afin de satisfaire du mieux possible aux obligations des régimes. L'objectif de placement est de maximiser le rendement afin d'optimiser la situation de capitalisation des régimes et de réduire au minimum les coûts pour la Société, évalués à la fois d'après les cotisations en trésorerie et la charge comptabilisée.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

24. AVANTAGES DU PERSONNEL FUTURS (suite)

Répartition des actifs des régimes (% moyen pondéré)	Répartition cible		2022
	en 2023	2023	
Titres de participation	47	46	48
Titres à revenu fixe	46	45	43
Titres immobiliers	6	8	8
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
2023				
Titres de participation	666	1 059	—	1 725
Titres à revenu fixe	232	1 447	—	1 679
Titres immobiliers	—	—	291	291
Trésorerie et autres	34	14	—	48
	932	2 520	291	3 743
2022				
Titres de participation	666	1 005	—	1 671
Titres à revenu fixe	199	1 289	—	1 488
Titres immobiliers	—	—	282	282
Trésorerie et autres	5	22	—	27
	870	2 316	282	3 468

1. Se reporter à la note 26 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 \$)	2023	2022
Solde au début de l'exercice	282	256
Rendement sur les actifs des régimes	(9)	28
Écart de change	(1)	3
Achats, ventes et règlements	19	(5)
Solde à la fin de l'exercice	291	282

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

24. AVANTAGES DU PERSONNEL FUTURS (suite)

Situation de capitalisation (en millions \$)	Régimes de retraite à prestations définies		Régimes d'AAPE	
	2023	2022	2023	2022
Variation de l'obligation au titre des prestations¹				
Solde au début de l'exercice	3 063	3 922	582	747
Coûts des services	62	106	22	35
Cotisations des employés	17	18	3	3
Coût financier	159	114	30	21
Prestations versées	(169)	(195)	(31)	(29)
Pertes actuarielles (gains actuariels)	255	(1 026)	(1)	(225)
Écart de change	(40)	124	(9)	30
Solde à la fin de l'exercice ²	3 347	3 063	596	582
Variation de la valeur des actifs des régimes				
Solde au début de l'exercice	3 079	3 722	389	440
Rendement réel des actifs des régimes	373	(651)	61	(77)
Prestations versées	(162)	(187)	(26)	(24)
Cotisations des employés	17	18	3	3
Cotisations de l'employeur	46	54	13	19
Écart de change	(40)	123	(10)	28
Solde à la fin de l'exercice	3 313	3 079	430	389
Situation de capitalisation	(34)	16	(166)	(193)
Présentation du bilan				
Autres actifs (note 9)	236	188	119	86
Autres passifs courants (note 13)	(15)	(15)	(13)	(13)
Autres passifs (note 16)	(255)	(157)	(272)	(266)
	(34)	16	(166)	(193)

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 2 983 millions \$ au 31 décembre 2023 (2022 – 2 818 millions \$).

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 2023, l'obligation s'élevait à 1 940 millions \$, comparativement à des actifs des régimes de 1 681 millions \$ (2022 – 978 millions \$ et 790 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 2023, l'obligation s'élevait à 268 millions \$, comparativement à des actifs des régimes de 130 millions \$ (2022 – 833 millions \$ et 790 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 2023, l'obligation s'élevait à 320 millions \$, comparativement à des actifs des régimes de 36 millions \$ (2022 – 310 millions \$ et 31 millions \$, respectivement).

Coût net des prestations ¹ (en millions \$)	Régimes de retraite à prestations définies		Régimes d'AAPE	
	2023	2022	2023	2022
Coûts des services	62	106	22	35
Coût financier	159	114	30	21
Rendement prévu des actifs des régimes	(202)	(194)	(22)	(23)
Amortissement des (gains actuariels) pertes actuarielles	(9)	4	(19)	(10)
Amortissement des crédits liés aux services passés/modifications des régimes	(1)	(1)	(1)	(1)
Ajustements réglementaires	12	(10)	5	4
	21	19	15	26

1. La composante coût des prestations autre que le coût des services rendus du coût net des prestations de la période est incluse dans les autres produits, montant net, aux états consolidés du résultat net.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

24. AVANTAGES DU PERSONNEL FUTURS (suite)

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	
	2023	2022	2023	2022
Pertes actuarielles nettes (gains actuariels nets) non amortis	12	9	(10)	(11)
Coûts des services passés non amortis	1	1	6	7
(Économie) charge d'impôt sur le résultat	(3)	(2)	1	1
Cumul des autres éléments du résultat global	10	8	(3)	(3)
Pertes actuarielles nettes (gains actuariels nets)	189	103	(215)	(195)
Crédits liés aux services passés	(2)	(4)	(3)	(4)
Autres reports réglementaires	(11)	(6)	2	7
	176	93	(216)	(192)
Actifs réglementaires (note 8)	254	207	—	—
Passifs réglementaires (note 8)	(78)	(114)	(216)	(192)
Actifs (passifs) réglementaires, montant net	176	93	(216)	(192)

Le tableau ci-dessous présente un sommaire des composantes du coût net des prestations comptabilisées dans le résultat global ou à titre d'actifs (de passifs) réglementaires.

(en millions \$)	Régimes de retraite à prestations définies		Régimes d'AAPE	
	2023	2022	2023	2022
Pertes actuarielles nettes (gains actuariels nets) de l'exercice considéré	4	(23)	1	(6)
Coûts liés aux services passés/modifications des régimes	—	—	(1)	—
Amortissement des pertes actuarielles	—	1	—	—
Écart de change	(1)	(2)	—	—
(Économie) charge d'impôt sur le résultat	(1)	6	—	1
Total comptabilisé dans le résultat global	2	(18)	—	(5)
Pertes actuarielles nettes (gains actuariels nets) de l'exercice considéré	78	(155)	(40)	(118)
Coûts liés aux services passés/modifications des régimes	—	—	—	1
Amortissement des gains actuariels (pertes actuarielles)	9	(6)	18	10
Amortissement des crédits liés aux services passés	2	1	1	1
Écart de change	(1)	4	2	(6)
Ajustements réglementaires	(5)	(16)	(5)	(7)
Total comptabilisé au titre des actifs (passifs) réglementaires	83	(172)	(24)	(119)

Principales hypothèses (% moyen pondéré)	Régimes de retraite à prestations définies		Régimes d'AAPE	
	2023	2022	2023	2022
Taux d'actualisation aux 31 décembre ¹	4,84	5,27	4,94	5,36
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes ²	6,58	5,87	5,92	5,00
Taux de croissance de la rémunération	3,37	3,33	—	—
Croissance tendancielle du coût des soins de santé aux 31 décembre ³	—	—	4,52	4,48

1. Le taux d'actualisation utilisé au cours de l'exercice était de 5,36% pour les régimes de retraite à prestations définies (2022 – 2,97%) et de 5,39% pour les régimes d'AAPE (2022 – 2,97%). ITC et UNS Energy 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 projeté pour 2024 est de 5,95% et devrait diminuer au cours des 10 prochaines années pour s'établir à 4,52% en 2033 et demeurer à ce niveau par la suite.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

24. AVANTAGES DU PERSONNEL FUTURS (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
2024	184 \$	30 \$
2025	188	31
2026	195	32
2027	200	33
2028	206	34
2029-2033	1 113	187

Au cours de 2024, la Société prévoit verser des cotisations de 47 millions \$ aux régimes de retraite à prestations définies et de 17 millions \$ aux régimes d'AAPE.

En 2023, la Société a passé en charges 53 millions \$ (2022 – 47 millions \$) aux fins des régimes de retraite à cotisations définies.

25. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

<i>(en millions \$)</i>	2023	2022
Sommes versées		
Intérêts	1 255	1 057
Impôt sur le résultat	129	79
Variation du fonds de roulement		
Débiteurs et autres actifs courants	142	(479)
Charges payées d'avance	(7)	(22)
Stocks	(1)	(153)
Actifs réglementaires – tranche courante	104	(307)
Créditeurs et autres passifs courants	(390)	449
Passifs réglementaires – tranche courante	71	33
	(81)	(479)
Activités d'investissement et de financement sans effet sur la trésorerie		
Dépenses d'investissement courues	516	411
Dividendes sur actions ordinaires réinvestis	408	364
Apports sous forme d'aide à la construction	15	13

26. 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.

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. 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.

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.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

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

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 et les pertes latents découlant des variations de la juste valeur de ces contrats d'énergie sont différés à titre d'actif ou de passif réglementaire aux fins de recouvrement auprès des clients ou de remboursement aux clients à même les tarifs futurs, comme les autorités de réglementation l'autorisent. Au 31 décembre 2023, des pertes latentes de 197 millions \$ (2022 – 84 millions \$) avaient été comptabilisées à titre d'actifs réglementaires, et des profits latents de 37 millions \$ (2022 – 224 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, qui a été vendue le 1^{er} novembre 2023 (note 21), détenait des swaps sur gaz pour gérer l'exposition aux variations de prix du gaz naturel, prendre en compte les écarts de prix du gaz naturel et gérer le risque financier posé par les opérations de livraison physique. La juste valeur a été évaluée à l'aide des prix à terme provenant de sources de données de marché publiées.

Les profits et les pertes latents découlant des variations de la juste valeur de ces contrats d'énergie sont comptabilisés dans les produits. En 2023, des pertes latentes de 28 millions \$ (2022 – profits de 34 millions \$) ont été comptabilisées dans les produits.

Swaps sur rendement total

La Société détient des swaps sur rendement total pour gérer le risque de flux de trésorerie lié aux règlements en trésorerie futurs prévus de certaines obligations liées à la rémunération fondée sur des actions. Ces swaps ont une valeur nominale combinée de 118 millions \$ et des durées de un an à trois ans échéant à diverses dates jusqu'en janvier 2026. La juste valeur est évaluée au moyen d'une approche par le résultat, fondée sur les courbes des taux à terme. Les profits et les pertes latents découlant des variations de la juste valeur sont comptabilisés dans les autres produits, montant net. En 2023, des pertes latentes de moins de 1 million \$ (2022 – 22 millions \$) ont été comptabilisées dans les autres produits, montant net.

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 septembre 2025 et ont une valeur nominale combinée de 467 millions \$. La juste valeur est évaluée à l'aide de renseignements provenant de tiers indépendants. Les profits et les pertes latents découlant des variations de la juste valeur sont comptabilisés dans les autres produits, montant net. En 2023, des profits latents de 10 millions \$ (2022 – pertes de 9 millions \$) ont été comptabilisés dans les autres produits, montant net.

Contrats de fixation de taux d'intérêt

En 2023, la Société a conclu et réglé un contrat de fixation de taux d'intérêt d'une valeur nominale de 100 millions \$. Ce contrat a été utilisé pour gérer le risque de taux d'intérêt lié à l'émission de billets de premier rang non garantis d'un montant de 500 millions \$ en novembre 2023. Un profit réalisé de 8 millions \$ a été comptabilisé dans les autres éléments du résultat global, lequel sera reclassé en résultat net à titre de composante des charges d'intérêts sur 10 exercices.

En 2023, ITC a également conclu et réglé des contrats de fixation de taux d'intérêt dont la valeur nominale combinée totalisait 500 millions \$ US. Ces contrats ont été utilisés pour gérer le risque de taux d'intérêt lié à l'émission de billets de premier rang non garantis d'un montant de 500 millions \$ US en juin 2023. Des profits réalisés de 4 millions \$ US ont été comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, lesquels seront reclassés en résultat net à titre de composante des charges d'intérêts sur 10 exercices.

Swaps de devises et de taux d'intérêt

La Société détient des swaps de devises et de taux d'intérêt, qui arrivent à échéance en 2029, afin de convertir efficacement ses billets de premier rang non garantis à 4,43 % d'un montant de 500 millions \$ en une dette d'un montant de 391 millions \$ US portant intérêt au taux de 4,34 %. La Société a désigné ce montant notionnel de la dette libellée en dollars américains à titre de couverture efficace de ses investissements nets dans des établissements à l'étranger, et les profits et les pertes latents découlant des variations des taux de change sur le montant notionnel de la dette libellée en dollars américains sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global et reflètent l'écart de conversion lié aux investissements nets dans des établissements à l'étranger. Les autres variations de la juste valeur des swaps sont également comptabilisées dans les autres éléments du résultat global, mais elles sont exclues de l'évaluation de l'efficacité de la couverture. La juste valeur est évaluée au moyen d'une méthode d'actualisation des flux de trésorerie fondée sur le Secured Overnight Financing Rate. En 2023, des profits latents de 15 millions \$ (2022 – pertes latentes de 17 millions \$) ont été comptabilisés dans les autres éléments du résultat global.

Autres placements

UNS Energy détient des placements dans des comptes du marché monétaire, tandis qu'ITC et Central Hudson détiennent des placements en fiducie associés aux régimes de retraite complémentaires destinés à certains employés, qui comprennent des fonds communs de placement et des comptes du marché monétaire. Ces placements 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. En 2023, des profits latents de 8 millions \$ (2022 – pertes latentes de 11 millions \$) ont été comptabilisés dans les autres produits, montant net.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

26. 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 2023				
Actifs				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{2,3}	—	49	—	49
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ²	—	6	—	6
Contrats de change ²	—	5	—	5
Autres placements ⁴	145	—	—	145
	145	60	—	205
Passifs				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{3,5}	—	(209)	—	(209)
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ⁵	—	(3)	—	(3)
Swaps sur rendement total et swaps de devises et de taux d'intérêt ⁵	—	(6)	—	(6)
	—	(218)	—	(218)
Au 31 décembre 2022				
Actifs				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{2,3}	—	304	—	304
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ²	—	49	—	49
Autres placements ⁴	150	—	—	150
	150	353	—	503
Passifs				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{3,5}	—	(164)	—	(164)
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ⁵	—	(8)	—	(8)
Contrats de change, swaps sur rendement total et swaps de devises et de taux d'intérêt ⁵	—	(26)	—	(26)
	—	(198)	—	(198)

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 dans le poste Débiteurs et autres actifs courants ou dans le 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 dans le poste Trésorerie et équivalents de trésorerie et dans le poste Autres actifs.

5. Inclus dans le poste Crédeurs et autres passifs courants ou dans le poste Autres passifs.

Contrats d'énergie

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 fournies/(reçues)	Montant net
Au 31 décembre 2023				
Actifs dérivés	55	(24)	28	59
Passifs dérivés	(212)	24	(1)	(189)
Au 31 décembre 2022				
Actifs dérivés	353	(54)	(7)	292
Passifs dérivés	(172)	54	—	(118)

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

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

Volume des activités liées aux dérivés

Au 31 décembre 2023, 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 :

	2023	2022
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire¹		
Swaps sur électricité (en GWh)	628	586
Contrats d'achat d'électricité (en GWh)	588	224
Swaps sur gaz (en PJ)	228	185
Contrats d'approvisionnement en gaz (en PJ)	134	148
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire¹		
Contrats de ventes en gros (en GWh)	1 310	1 886
Swaps sur gaz (en PJ)	3	34

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.

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.

Central Hudson a enregistré une hausse des débiteurs à la suite de la suspension des activités de recouvrement en raison de la pandémie de COVID-19, ainsi que de la hausse des prix des produits de base. Central Hudson continue de communiquer de façon proactive avec les clients au sujet des soldes impayés afin de les informer de l'aide financière offerte dans le cadre des programmes étatiques, et les activités de recouvrement continuent de s'intensifier. En vertu de son cadre réglementaire, Central Hudson peut différer les radiations de créances non recouvrables qui excèdent de 10 points de base les montants qui seront recouverts à même les tarifs facturés aux clients.

UNS Energy, Central Hudson, FortisBC Energy 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, Central Hudson et FortisBC Energy 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 117 millions \$ au 31 décembre 2023 (2022 – 178 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 Fortis Belize 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 2023, une tranche de 2,6 milliards \$ US (2022 – 2,9 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 11,5 milliards \$ US (2022 – 10,6 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.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022

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

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 2023, la valeur comptable de la dette à long terme, y compris la tranche courante, s'établissait à 29,7 milliards \$ (2022 – 28,6 milliards \$), comparativement à une juste valeur estimative de 27,9 milliards \$ (2022 – 25,8 milliards \$).

27. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Au 31 décembre 2023, les obligations fermes d'achat minimal s'établissaient comme suit :

(en millions \$)	Total	1 ^{re} année	2 ^e année	3 ^e année	4 ^e année	5 ^e année	Par la suite
Obligations d'achat de gaz et de combustible ¹	6 073	697	592	490	439	339	3 516
Entente sur la capacité de l'Expansion de Waneta ²	2 418	55	56	58	59	60	2 130
Contrats d'achat d'énergie renouvelable ³	1 754	128	128	128	127	127	1 116
Obligations d'achat d'électricité ⁴	1 534	336	253	199	120	114	512
Convention de servitudes avec ITC ⁵	354	13	13	13	13	13	289
Entente d'IAC de TEP ⁶	270	266	4	—	—	—	—
Convention de recouvrement de créances ⁷	102	3	3	3	3	3	87
Contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable ⁸	63	19	7	6	6	6	19
Autres ⁹	139	30	24	8	5	4	68
	12 707	1 547	1 080	905	772	666	7 737

1. *FortisBC Energy* (4 772 millions \$) : comprend des contrats de 2 770 millions \$ visant l'achat de gaz naturel renouvelable arrivant à échéance en 2045 et des contrats de 2 002 millions \$ visant l'achat de gaz, de gaz renouvelable, 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 2023. Les obligations d'approvisionnement en gaz naturel renouvelable présentées reflètent le prix contractuel par gigajoule convenu entre la Société et les fournisseurs.

UNS Energy (1 191 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, à l'achat de services de transport pour l'électricité achetée, ainsi que des contrats sur marchandises liés au gaz naturel basés sur les prix du marché projetés au 31 décembre 2023. 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 2048.

2. *FortisBC Electric* est partie à un contrat visant l'achat d'électricité de la centrale hydroélectrique pour l'expansion du barrage Waneta pour une durée de 40 ans, à compter d'avril 2015.

3. *TEP* et *UNS Electric* sont parties à des contrats d'achat d'énergie renouvelable qui viennent à expiration entre 2027 et 2051 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.

4. *Maritime Electric* (642 millions \$) : comprend un contrat d'achat d'énergie et un contrat de capacité de transport de 30 MW vers l'Île-du-Prince-Édouard conclus avec *New Brunswick Power*, qui viendront à échéance en décembre 2026 et en novembre 2032, respectivement. En vertu de ces contrats, *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.

FortisOntario (432 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 (277 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.

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 dix 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. *TEP* a conclu une entente d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction (« IAC ») relativement à l'aménagement du projet de réserve *Roadrunner*.

7. *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, sont recouverts à même les tarifs facturés aux clients.

8. *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.

9. Comprend les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés.

27. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS (suite)

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. 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 \$. Au 31 décembre 2023, un apport sous forme de capitaux propres de 137 millions \$ avait été fourni.

UNS Energy a obtenu des garanties de bonne fin dans le cadre d'ententes de production conjointe visant Four Corners et Luna qui arriveront à expiration entre 2041 et 2046 respectivement, et des garanties de bonne fin liées aux activités de démantèlement à San Juan et 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 San Juan et 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 331 millions \$ est prévu. Au 31 décembre 2023, aucune obligation n'était prévue relativement à ces garanties.

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 pipeline sur des terres de la réserve. 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 2016, la Cour fédérale a rejeté la demande de contrôle judiciaire du consentement ministériel faite par la bande. En 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.