

RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion daté du 28 avril 2021 est présenté afin de permettre aux lecteurs d'évaluer les résultats d'exploitation, la situation de trésorerie et les sources de financement d'AltaGas Ltd. (AltaGas ou la Société) au 31 mars 2021 et pour les trois mois clos à cette date. Ce rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités et les notes y afférentes d'AltaGas au 31 mars 2021 et pour les trois mois clos à cette date et les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion au 31 décembre 2020 et pour l'exercice clos à cette date.

Les états financiers consolidés et l'information comparative ont été préparés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (PCGR des États-Unis) et sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Dans le présent rapport de gestion, les PCGR dont il est fait mention sont les PCGR des États-Unis et le terme dollar renvoie à dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Les abréviations, acronymes et autres expressions en majuscules utilisés sans définition explicite dans le présent rapport de gestion ont la même signification que les termes définis dans le rapport de gestion au 31 décembre 2020 et pour l'exercice clos à cette date ou dans la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

Le présent rapport de gestion contient de l'information prospective (des énoncés prospectifs). Les verbes «pouvoir», «devoir», «compter», «prévoir», «s'attendre à», «croire», «viser à», «continuer à», «se proposer de», «envisager», «continuer», «estimer», «se concentrer», «s'efforcer», «prévoir», «s'attendre à», «projeter», «cibler», les termes «potentiel», «objectif», «perspective», «possibilité» et autres expressions semblables employés au futur ou au conditionnel pour décrire les événements ou le rendement, en ce qui concerne la Société ou l'une de ses sociétés affiliées, sont censés signaler des énoncés prospectifs. En particulier, le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs se rapportant, entre autres, aux objectifs commerciaux, à la croissance prévue, aux résultats d'exploitation, au rendement, aux projets commerciaux et aux résultats financiers. Plus précisément, les énoncés prospectifs inclus dans le présent document comprennent notamment des énoncés portant sur ce qui suit : le départ prévu d'Allan Edgeworth du conseil d'administration; les économies en trésorerie annuelles anticipées découlant du remboursement de la dette grâce au produit de l'émission de billets à moyen terme en mars 2021; un BAIIA normalisé consolidé annuel attendu d'environ 1,475 à 1,525 milliard de dollars et un bénéfice par action normalisé attendu d'environ 1,65 \$ à 1,80 \$ pour 2021; l'attente que le secteur Services publics contribuera à hauteur de 55 % au BAIIA normalisé en 2021; les taux de croissance et les facteurs de croissance prévus dans les secteurs Services publics et Intermédiaire; l'attente que le BAIIA normalisé du secteur Siège social/autres sera plus bas en 2021; la prévision que la croissance pourra contrebalancer la perte de BAIIA découlant de l'incidence pour l'exercice complet des ventes d'actifs réalisées en 2020 et de l'incidence des activités liées aux produits de base de WGL en 2021; l'estimation qu'en moyenne, environ 9 500 b/j de liquides de gaz naturel (LGN) seront exposés aux différentiels de fractionnement avant les activités de couverture; l'attente à l'effet qu'une part grandissante de la capacité annuelle de RIPET sera visée par des ententes tarifaires pour les prochaines années; les dépenses d'investissement nettes prévues de 910 millions de dollars en 2021; la répartition prévue entre les secteurs des dépenses d'investissement en 2021; l'attente à l'effet que les dépenses d'investissement de croissance seront financées au moyen des flux de trésorerie générés en interne et des emprunts sur les facilités de crédit actuellement consenties dans le cours normal des affaires; les coûts prévus et les dates d'achèvement et de mise en service prévues des projets d'investissement de croissance; le calendrier prévu de la présentation des demandes auprès des organismes de réglementation, des audiences et des décisions relatives aux demandes tarifaires; l'état des ordonnances réglementaires découlant de la COVID-19 et leur

incidence sur le secteur Services publics; les risques et incidences potentiels de la pandémie de COVID-19; les sources de financement prévues du fonds de roulement; les modifications futures aux méthodes comptables et l'adoption de nouvelles normes comptables.

Ces énoncés comportent des risques connus et inconnus, des incertitudes et d'autres facteurs pouvant faire en sorte que les résultats, les événements et les réalisations réels diffèrent considérablement de ceux exprimés ou sous-entendus par ces énoncés. Ces énoncés reflètent les attentes, estimations et prévisions actuelles d'AltaGas fondées sur des facteurs et hypothèses importants à la date des énoncés. Parmi les principales hypothèses, notons les ventes d'actifs qui devraient se conclure en 2021, les taux d'imposition effectifs, le taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain, l'incidence de la pandémie de COVID-19, les initiatives de financement, les écarts de prix du propane, la variation degrés-jours par rapport à la normale, le taux d'actualisation appliqué aux régimes de retraite, le rendement des entreprises propres à chaque secteur; l'incidence du programme de couverture; les prix des produits de base; la météo; les différentiels de fractionnement; l'accès aux capitaux; le calendrier et la réception des autorisations réglementaires; les interruptions de service planifiées et non planifiées; le calendrier de la date de mise en service des nouveaux projets ainsi que des acquisitions et désinvestissements; les charges d'exploitation; le rendement des placements; et les dividendes.

Les énoncés prospectifs d'AltaGas sont sous réserve de risques et d'incertitudes, lesquels pourraient faire en sorte que les résultats ou les événements diffèrent des attentes actuelles, y compris sans s'y limiter : les risques liés à la COVID-19; les risques liés à la santé et à la sécurité; les risques liés à l'intégration de Petrogas; les risques liés à l'exploitation; les risques liés à la réglementation; les systèmes de cybersécurité, d'information et de contrôle; les risques de litige; les risques liés au changement climatique, y compris à la tarification du carbone; les modifications aux lois; les troubles publics et l'instabilité politique; les risques liés à l'infrastructure; les interruptions de service; les coûts de mise hors service, d'abandon et de remise en état; le risque pour la réputation; les données météorologiques; les revendications des peuples autochtones liées aux droits et aux terres; l'obligation de la Couronne de consulter les peuples autochtones; les risques liés aux marchés financiers et à la liquidité; la conjoncture économique; le risque de crédit interne; le risque de change; le risque lié au financement, au refinancement et au service de la dette; les taux d'intérêt; les incidents liés aux systèmes techniques et aux processus; la dépendance envers certains partenaires; le risque lié à la stratégie de croissance; la construction et l'aménagement; le transport de produits du pétrole; l'incidence de la concurrence pour les activités d'AltaGas; le risque de crédit de contrepartie; le risque de marché; le risque lié à la composition; les garanties; les accords de représentant; les retards dans l'octroi de fonds publics par le gouvernement américain; la valeur marchande des actions ordinaires et d'autres titres; la variabilité des dividendes; la vente possible d'actions additionnelles; les volumes de production; le risque lié à l'approvisionnement en gaz naturel; les coûts et limites de la gestion du risque; les pertes insuffisamment ou non assurées; les engagements associés à l'approbation réglementaire de l'acquisition de WGL; les recours collectifs liés aux titres et les poursuites liées aux dérivés; le caractère adéquat des prix de l'électricité et des ressources; le coût des régimes de retraite; les relations de travail; le personnel clé; l'incapacité des fournisseurs de services; la conformité avec l'article 404(a) de la loi Sarbanes-Oxley; et d'autres facteurs dont il est question à la rubrique «Facteurs de risques» de la notice annuelle de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 et dans d'autres documents d'information continue d'AltaGas.

Plusieurs facteurs pourraient entraîner des écarts entre les résultats, le rendement ou les réalisations réels d'AltaGas ou d'un secteur en particulier et ceux décrits dans le présent rapport de gestion, y compris, sans s'y limiter, ceux énoncés ci-dessus; en outre, les hypothèses sous-jacentes pourraient se révéler inexactes. Cette liste de facteurs ne doit pas être considérée comme exhaustive. Si un ou plusieurs de ces risques ou incertitudes se concrétisaient ou si des hypothèses sous-jacentes aux énoncés

prospectifs se révélaient inexacts, les résultats réels pourraient différer considérablement de ceux décrits dans le présent rapport de gestion comme escomptés, prévus, recherchés, proposés, estimés, envisagés, attendus, projetés ou visés et il ne faut pas accorder une confiance excessive aux énoncés prospectifs inclus dans le présent rapport de gestion. L'incidence d'une hypothèse, d'un risque, d'une incertitude ou d'un autre facteur sur un énoncé prospectif en particulier ne peut être établie avec certitude puisqu'ils sont interdépendants, et que les mesures futures prises par AltaGas sont tributaires de l'évaluation, par la direction, de toutes les informations disponibles au moment pertinent. Ces énoncés sont formulés uniquement en date du présent rapport de gestion. AltaGas n'a pas l'intention de les mettre à jour et n'y est pas tenue, sauf exigence de la loi. Les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion sont présentés expressément sous réserve de la présente mise en garde.

Le présent rapport de gestion contient des perspectives sur la performance financière, la situation financière et les flux de trésorerie futurs, qui sont établies en se fondant sur des hypothèses au sujet d'événements futurs, notamment les conditions économiques et les lignes de conduite futures qui sont fondées sur l'évaluation par la direction d'AltaGas des informations pertinentes disponibles actuellement. Le lecteur ne doit pas utiliser ces perspectives financières à des fins autres que celles pour lesquelles elles sont présentées dans le présent rapport de gestion.

D'autres informations sur AltaGas, y compris le rapport de gestion et les états financiers consolidés annuels et trimestriels, la notice annuelle et les communiqués, sont aussi disponibles dans le site Web d'AltaGas à l'adresse www.altagas.ca ou dans le site de SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

Aperçu des activités d'AltaGas et organisation

AltaGas est un chef de file nord-américain des infrastructures d'énergie qui assure l'acheminement du gaz naturel et de liquides de gaz naturel (LGN) sur les marchés à l'échelle nationale et internationale. La Société exerce des activités diversifiées, à faible risque et à forte croissance dans les secteurs Services publics et Intermédiaire, afin de dégager une valeur résiliente et durable pour ses parties prenantes.

Dans le secteur Services publics, AltaGas possède et exploite des actifs de services publics à tarifs réglementés qui fournissent du gaz naturel à 1,7 million d'utilisateurs finaux dans cinq juridictions aux États-Unis (Virginie, Maryland, Michigan, District de Columbia et Alaska). L'objectif principal du secteur est de fournir à ses clients une énergie sécuritaire, fiable et abordable en approvisionnant leur domicile et leur lieu de travail en chaleur et en électricité au quotidien. Le secteur permet à AltaGas de dégager des bénéfices et des flux de trésorerie constants grâce à une clientèle composée à environ 70 % d'utilisateurs résidentiels, et d'utilisateurs commerciaux et industriels pour le reste.

Dans le secteur Intermédiaire, la Société possède et exploite d'importants actifs d'infrastructure énergétique principalement axés sur 1) la collecte, le traitement et le fractionnement de la production de gaz naturel brut en gaz naturel de qualité gazoduc et de LGN, et 2) l'acheminement du gaz naturel et de LGN sur les marchés à l'échelle nationale et internationale en aval. Le secteur exploite notamment deux importants terminaux d'exportation de gaz de pétrole liquéfié (GPL) sur la côte ouest nord-américaine, qui exportent du propane et du butane vers des marchés clés en Asie.

Les entreprises d'AltaGas sont exploitées par la Société et plusieurs de ses filiales, y compris, sans s'y limiter AltaGas Services (U.S.) Inc., AltaGas Utility Holdings (U.S.) Inc., WGL Holdings, Inc. (WGL), Wrangler 1 LLC, Wrangler SPE LLC, Washington Gas Resources Corporation, WGL Energy Services, Inc. (WGL Energy Services) et SEMCO Holding Corporation; pour ce qui est du secteur Services publics, Washington Gas Light Company (Washington Gas), Hampshire Gas Company et SEMCO Energy, Inc. (SEMCO); pour ce qui est du secteur Services publics, AltaGas Extraction and Transmission Limited Partnership, AltaGas Pipeline Partnership, AltaGas Processing Partnership, AltaGas Northwest Processing Limited Partnership, Harmattan Gas Processing Limited Partnership et Ridley Island LPG Export Limited Partnership; et pour ce qui est des actifs restants du secteur Siège social/autres, AltaGas Power Holdings (U.S.) Inc., WGL Energy Systems, Inc. (WGL Energy Systems) et Blythe Energy Inc. (Blythe). SEMCO exerce ses activités de distribution de gaz naturel au Michigan, sous la dénomination SEMCO Energy Gas Company (SEMCO Gas), ses activités de distribution de gaz naturel en Alaska, sous la dénomination ENSTAR Natural Gas Company (ENSTAR), et sa participation de 65 % dans un service public de stockage de gaz naturel à tarifs réglementés en Alaska, sous la dénomination Cook Inlet Natural Gas Storage Alaska LLC (CINGSA). Petrogas Energy Corporation (Petrogas) a également été ajoutée aux filiales d'AltaGas à la clôture de l'acquisition d'une participation additionnelle de 37 % dans Petrogas le 15 décembre 2020 (l'acquisition de Petrogas).

Faits saillants du premier trimestre

(Le BAIIA normalisé, les liquidités provenant de l'exploitation normalisées, le bénéfice net normalisé, la dette nette et le ratio de la dette nette sur le total de la capitalisation sont des mesures financières non conformes aux PCGR. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux PCGR» du présent rapport de gestion).

- AltaGas a augmenté sa prévision de BAIIA normalisé pour 2021, pour la situer entre 1,475 et 1,525 milliard de dollars, comparativement à la prévision précédente de 1,4 à 1,5 milliard de dollars, et sa prévision de bénéfice par action normalisé, pour la situer entre 1,65 \$ et 1,80 \$, comparativement à la prévision précédente de 1,45 \$ à 1,55 \$. Cette augmentation reflète les solides résultats du premier trimestre de 2021.
- Le 8 mars 2021, WGL Midstream a conclu une convention d'acquisition de participation de membre (la « convention d'acquisition ») avec Vega Energy Partners, Ltd. et Six One Commodities LLC Global visant la vente de la majeure partie des activités liées aux produits de base de WGL Midstream. Le produit en trésorerie reçu a totalisé environ 275 millions de dollars américains, compte tenu d'ajustements au fonds de roulement, et une provision avant impôt de 76 millions de dollars a été comptabilisée au premier trimestre de 2021 à l'égard de cette vente. La clôture de la transaction a eu lieu le 23 avril 2021.
- Le 2 février 2021, AltaGas a annoncé la nomination d'un nouvel administrateur indépendant au conseil d'administration, Jon-Al Duplantier, qui est entré en fonction à cette date. AltaGas a également annoncé le départ prévu d'Allan Edgeworth du conseil d'administration après la prochaine assemblée annuelle des actionnaires d'AltaGas, qui aura lieu le 30 avril 2021.
- Le 24 février 2021, la PSC du DC a approuvé la révision des tarifs de base de 20 millions de dollars américains recommandée par Washington Gas dans l'entente de règlement. Les tarifs sont entrés en vigueur le 1^{er} avril 2021.
- Le 16 mars 2021, AltaGas a clos l'émission de billets à moyen terme non garantis de premier rang d'un montant en capital de 350 millions de dollars, au taux nominal de 1,227 % et échéant le 18 mars 2024, et de billets à moyen terme non garantis de premier rang d'un montant en capital de 200 millions de dollars, au taux nominal de 2,166 % et échéant le 16 mars 2027. Le produit net de l'émission a été affecté au remboursement de dettes existantes, notamment sur les

facilités de crédit d'AltaGas, et à des fins générales de l'entreprise. En raison de l'émission, AltaGas prévoit réaliser des économies moyennes en trésorerie d'environ 4 millions de dollars par année.

- AltaGas continue de suivre de près l'évolution de la COVID-19, y compris son incidence actuelle et potentielle sur les économies mondiales et locales dans les territoires où elle exerce ses activités. L'équipe de direction et des équipes interfonctionnelles, lesquelles ont été établies au début de 2020, continuent de se réunir régulièrement pour aligner leur stratégie et leurs efforts dans tous les secteurs de la Société. L'approche d'AltaGas demeure fondée sur les risques et sur ses valeurs fondamentales. La plus grande priorité de la Société est la santé et la sécurité de ses employés, clients et sous-traitants, et des collectivités dans lesquelles elle exerce ses activités, et c'est ce qui guide tous les aspects de ces initiatives. Jusqu'à présent, la COVID-19 a très peu perturbé les activités d'AltaGas.
- Le BAIIA normalisé s'est établi à 674 millions de dollars, comparativement à 499 millions de dollars pour le premier trimestre de 2020.
- Les flux de trésorerie d'exploitation se sont établis à 605 millions de dollars (2,16 \$ par action), comparativement à 475 millions de dollars (1,70 \$ par action) au premier trimestre de 2020.
- Les liquidités provenant de l'exploitation normalisées se sont établies à 583 millions de dollars (2,08 \$ par action), comparativement à 420 millions de dollars (1,51 \$ par action) pour le premier trimestre de 2020.
- Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires s'est établi à 337 millions de dollars (1,21 \$ par action), contre 464 millions de dollars (1,66 \$ par action) pour le premier trimestre de 2020.
- Le bénéfice net normalisé s'est établi à 361 millions de dollars (1,29 \$ par action), comparativement à 220 millions de dollars (0,79 \$ par action) pour le premier trimestre de 2020.
- La dette nette était de 7,8 milliards de dollars au 31 mars 2021 contre 8,2 milliards de dollars au 31 décembre 2020.
- Le ratio de la dette nette sur le total de la capitalisation était de 50 % au 31 mars 2021 contre 52 % au 31 décembre 2020.

Faits saillants après la clôture du trimestre

- Le 9 avril 2021, la Maryland Public Service Commission (PSC du Maryland) a publié une ordonnance définitive confirmant le projet d'ordonnance de la Public Utility Law Judge (PULJ) quant à la demande tarifaire récente de Washington Gas, qui reflète une augmentation des tarifs de base d'environ 13 millions de dollars américains. L'augmentation des tarifs est entrée en vigueur le 26 mars 2021.
- Le 23 avril 2021, AltaGas a clos la vente de la majeure partie des activités liées aux produits de base de WGL Midstream pour un produit en espèces d'environ 275 millions de dollars américains, y compris les ajustements du fonds de roulement.

Revue financière consolidée

	Trois mois clos les 31 mars	
(en millions de dollars, à moins d'indication contraire)	2021	2020
Produits	3 085	1 869
BAIIA normalisé ¹	674	499
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	337	464
Bénéfice net normalisé ¹	361	220
Total de l'actif	21 071	21 133
Total du passif à long terme	11 132	10 003
Acquisition d'immobilisations corporelles, montant net	139	199
Dividendes déclarés ²	71	67
Flux de trésorerie d'exploitation	605	475
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées ¹	583	420
Liquidités provenant de l'exploitation ajustées normalisées ¹	555	382
Liquidités provenant de l'exploitation des services publics ajustées normalisées ¹	480	308
Taux d'imposition effectif normalisé (%) ¹	21,3	25,3

	Trois mois clos les 31 mars	
(en dollars par action, sauf les actions en circulation)	2021	2020
Bénéfice net par action ordinaire – de base	1,21	1,66
Bénéfice net par action ordinaire – dilué	1,20	1,66
Bénéfice net normalisé – de base ¹	1,29	0,79
Bénéfice net normalisé – dilué ¹	1,29	0,79
Dividendes déclarés ²	0,25	0,24
Flux de trésorerie d'exploitation	2,16	1,70
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées ¹	2,08	1,51
Liquidités provenant de l'exploitation ajustées normalisées ¹	1,98	1,37
Liquidités provenant de l'exploitation des services publics ajustées normalisées ¹	1,71	1,10
Actions en circulation – de base (en millions)		
Au cours de la période ³	280	279
À la fin de la période	280	279

1) Mesure non conforme aux PCGR; se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux PCGR» du présent rapport de gestion.

2) Les dividendes déclarés par action ordinaire par mois : 0,08 \$ à compter du 27 décembre 2018, passant à 0,0833 \$ par action à compter de décembre 2020.

3) Moyenne pondérée.

Trois mois clos les 31 mars

Le BAIIA normalisé pour le premier trimestre de 2021 s'est établi à 674 millions de dollars, contre 499 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2020. Les facteurs qui ont eu une incidence positive sur le BAIIA normalisé d'AltaGas au premier trimestre de 2021 comprennent les prix du stockage et les marges de transport favorables de WGL Midstream, les incidences de la consolidation de Petrogas, à la clôture de l'acquisition de Petrogas, la hausse des marges sur le gaz et l'électricité des activités de commercialisation au détail de WGL en raison des prix favorables et des températures plus froides en 2021, la hausse des produits attribuables aux programmes de remplacement accéléré des conduites et la hausse des produits fermes du secteur Services publics en raison des températures plus froides et de la croissance de la clientèle, le tout en partie

contrebalancé par l'incidence des ventes d'actifs, y compris AltaGas Canada Inc. (ACI) en mars 2020, Pomona Energy Storage Inc. (Pomona) et AltaGas Ripon Energy Inc. (Ripon) au troisième trimestre de 2020, ainsi que la hausse des charges liées aux régimes incitatifs des employés par suite de la hausse du cours de l'action en 2021. Pour les trois mois clos le 31 mars 2021, le taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain a diminué pour se fixer à 1,27, contre 1,34 en moyenne pour le trimestre correspondant de 2020, ce qui a donné lieu à une diminution du BAIIA normalisé d'environ 22 millions de dollars.

Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires pour le premier trimestre de 2021 s'est établi à 337 millions de dollars (1,21 \$ par action), contre 464 millions de dollars (1,66 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2020. La diminution s'explique surtout par l'absence de gain à la vente d'ACI et de gain lié à des projets de production décentralisée qui ont été transférés à l'acheteur au premier trimestre de 2020, des provisions liées à la vente de la majeure partie des activités liées aux produits de base de WGL Midstream et une baisse des gains latents sur les contrats de gestion du risque, le tout en partie contrebalancé par les facteurs susmentionnés qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé, l'absence de perte résultant d'une dilution de participation, la baisse de l'amortissement et la baisse de la charge d'impôts.

Les liquidités provenant de l'exploitation normalisées pour le premier trimestre de 2021 se sont chiffrées à 583 millions de dollars (2,08 \$ par action), comparativement à 420 millions de dollars (1,51 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2020. La hausse est surtout attribuable aux facteurs susmentionnés pour le BAIIA normalisé, contrebalancée en partie par une augmentation de la charge d'impôt exigible.

Au premier trimestre de 2021, AltaGas a comptabilisé une provision avant impôts d'environ 76 millions de dollars liée à la vente de la majeure partie des activités liées aux produits de base de WGL Midstream. Au premier trimestre de 2020, AltaGas a comptabilisé des gains avant impôts à la cession d'actifs totalisant environ 212 millions de dollars. Il s'agissait principalement d'un gain à la cession de la participation d'AltaGas dans ACI de 206 millions de dollars, ainsi que d'un gain d'environ 6 millions de dollars lié à des projets de production décentralisée qui ont été transférés à l'acheteur au premier trimestre de 2020. De plus, au premier trimestre de 2020, AltaGas a comptabilisé une provision avant impôts d'environ 2 millions de dollars (2 millions de dollars après impôts) liée à des parcelles de terrain situées à proximité de l'usine de traitement de gaz Harmattan.

Les charges d'exploitation et d'administration pour le premier trimestre de 2021 se sont chiffrées à 366 millions de dollars, contre 338 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2020. L'augmentation est principalement attribuable à l'inclusion des charges d'exploitation et d'administration de Petrogas à la consolidation, à la hausse des coûts suivant l'activité accrue de RIPET et des projets de pipelines du nord-est de la Colombie-Britannique, qui sont entrés en service aux deuxième et troisième trimestres de 2020 et à la hausse des charges liées aux régimes incitatifs des employés par suite de la hausse du cours de l'action en 2021. La charge d'amortissement s'est élevée à 99 millions de dollars pour le premier trimestre de 2021, comparativement à 105 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2020. La diminution s'explique surtout par la baisse de l'amortissement dans le secteur Intermédiaire aux États-Unis et de l'amortissement des ajustements apportés à la répartition du prix d'achat eu égard à l'acquisition de Petrogas, le tout en partie contrebalancé par l'amortissement de nouveaux actifs mis en service et par l'amortissement des actifs de Petrogas à la consolidation. Les intérêts débiteurs pour le premier trimestre de 2021 se sont élevés à 70 millions de dollars, contre 70 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2020. Ont eu une incidence sur les intérêts débiteurs du trimestre, la hausse des soldes d'endettement moyen et la baisse des intérêts capitalisés, contrebalancées par la baisse des taux d'intérêt moyens.

AltaGas a comptabilisé une charge d'impôts de 102 millions de dollars pour le premier trimestre de 2021, comparativement à une charge de 132 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2020. La diminution de la charge d'impôts s'explique surtout par la diminution du bénéfice avant impôts sur les bénéfices et par l'absence de recouvrement d'impôts lié à des cessions au Canada au premier trimestre de 2020. La charge d'impôts exigibles de 30 millions de dollars comptabilisée au premier trimestre de 2021 ne comprend aucun montant lié aux impôts sur les ventes d'actifs.

Le bénéfice net normalisé s'est chiffré à 361 millions de dollars (1,29 \$ par action) pour le premier trimestre de 2021, comparativement à 220 millions de dollars (0,79 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2020. L'augmentation du bénéfice net normalisé s'explique par les facteurs mentionnés précédemment qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé, la baisse de l'amortissement et la baisse de la charge d'impôt, le tout en partie contrebalancé par la hausse du bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle en raison de la consolidation de Petrogas. Au premier trimestre de 2021, le bénéfice net a été normalisé (augmentation de 24 millions de dollars) pour tenir compte des montants après impôts suivants : les coûts de transaction relatifs aux acquisitions et cessions, les coûts de restructuration, les provisions pour actifs, la part attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle des ajustements non conformes aux PCGR et les gains latents sur les contrats de gestion du risque. Au premier trimestre de 2020, le bénéfice net a été normalisé (diminution de 244 millions de dollars) pour tenir compte de montants après impôts relatifs à des gains à la vente d'actifs, à des coûts de transaction relatifs aux acquisitions et cessions, à des coûts de restructuration, à une perte résultant d'une dilution de participation, à des coûts liés à la COVID-19, à des gains latents sur les contrats de gestion des risques, ainsi qu'à des pertes sur placements. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux PCGR» du présent rapport de gestion pour en savoir davantage sur les ajustements de normalisation.

Perspectives pour 2021

En 2021, AltaGas s'attend à dégager un BAIIA normalisé annuel d'environ 1,475 à 1,525 milliard de dollars, et un bénéfice par action normalisé d'environ 1,65 \$ à 1,80 \$ par action, en supposant un taux d'imposition effectif d'environ 22 %. La Société a modifié ses prévisions à la hausse, par rapport à celles présentées en décembre 2020, pour tenir compte des solides résultats au premier trimestre de 2021.

Le secteur Services publics devrait contribuer à hauteur d'environ 55 % du BAIIA normalisé, sa croissance étant principalement alimentée par la croissance des produits découlant de demandes tarifaires réglées antérieurement, l'augmentation des dépenses dans le cadre des programmes d'investissement accéléré, l'incidence des nouveaux tarifs dans le district de Columbia et au Maryland, les activités d'optimisation des coûts d'exploitation actuels et une croissance modeste de la clientèle. La croissance prévue dans le secteur Intermédiaire, essentiellement alimentée par les activités d'intégration et d'optimisation de Petrogas, la hausse des volumes d'exportation à RIPET, les prix du stockage et les marges de transport favorables de WGL Midstream au premier trimestre et l'augmentation des volumes des centrales du nord-est de la Colombie-Britannique, devrait être contrebalancée en partie par le recul des prix des produits de base et l'incidence d'une modification apportée en 2018 ayant consisté à combiner et à prolonger des contrats, avec prise d'effet en 2021. Le bénéfice du secteur Intermédiaire est alimenté à environ 55 % par des contrats d'achat ferme, des contrats en fonction du coût du service et des contrats conclus à un prix forfaitaire aux installations du secteur Intermédiaire et par des ententes tarifaires aux installations d'exportation. Le BAIIA normalisé du secteur Siège social/autres, qui comprend les actifs d'électricité restants d'AltaGas, devrait diminuer en 2021 essentiellement en raison des ventes d'actifs réalisées en 2020. Globalement, la croissance devrait contrebalancer la perte

de BAIIA normalisé attribuable à l'incidence pour un exercice complet des ventes d'actifs réalisées en 2020 et l'incidence de la vente de la majeure partie des activités liées aux produits de base de WGL Midstream en 2021.

Globalement, les prévisions de BAIIA normalisé et de bénéfice par action normalisé tiennent compte d'hypothèses mises à jour sur le taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien. L'incidence de la pandémie de COVID-19 sur les secteurs d'activité d'AltaGas devrait être moins marquée qu'en 2020. Dans chacun des secteurs, le rendement des activités sous-jacentes peut varier. Tout écart par rapport aux hypothèses actuelles d'AltaGas pourrait avoir une incidence sur le BAIIA normalisé et le bénéfice par action normalisé. Se reporter à la rubrique «Gestion du risque» pour plus de détails sur les risques découlant de la pandémie de COVID-19 pour AltaGas.

AltaGas estime qu'en moyenne environ 9 500 b/j de LGN seront exposés aux différentiels de fractionnement, compte non tenu des activités de couverture. AltaGas prévoit gérer les volumes de LGN exposés aux différentiels de fractionnement de 2021 grâce à un programme de couverture, ces volumes étant couverts à environ 92 % pour 2021.

À RIPET et à Ferndale, les marges sur le prix des LGN sont protégées par les programmes de couverture exhaustifs d'AltaGas. Environ 45 % des volumes de propane et de butane qui ne devraient pas être visés par des ententes tarifaires à RIPET à Ferndale sont actuellement couverts financièrement à un écart entre le Far East Index (FEI) et Mont Belvieu et à un écart entre le FEI et Conway, les écarts du propane étant d'environ 11 \$ US/b. Ces volumes, combinés aux volumes visés par des ententes tarifaires aux installations, correspondent à environ 60 % des volumes exportés prévus tarifés ou couverts financièrement. Comme il a été mentionné dans un rapport précédent, AltaGas entend gérer les installations d'exportation de sorte que l'expansion de la capacité annuelle soit visée par des ententes tarifaires, et prévoit atteindre cet objectif au cours des prochaines années.

Analyse de sensibilité

Des facteurs tels que les fluctuations des prix des produits de base, les taux de change et les conditions météorologiques ont une incidence sur la performance financière d'AltaGas. Le tableau suivant présente les effets possibles de ces principaux facteurs sur le BAIIA normalisé prévu d'AltaGas pour 2021.

Facteur	Augmentation ou diminution	Incidence approximative sur le BAIIA normalisé (en millions de dollars)
Variation degrés-jours par rapport à la normale précédente – Services publics ¹	5 %	10
Variation du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain	0,05	35
Écart de prix du propane, pour RIPET, entre le Far East Index et Mont Belvieu ²	1 \$ US/b	19
Taux d'actualisation appliqué aux régimes de retraite	1 %	20

- 1) Les degrés-jours – Services publics sont associés aux zones servies par SEMCO Gas, ENSTAR et le District de Columbia. Les degrés-jours représentent une mesure de la froideur déterminée quotidiennement en nombre de degrés où la température moyenne du jour en question se situe en dessous de 65 degrés Fahrenheit. Les degrés-jours pour une période donnée correspondent à la moyenne des degrés-jours au cours des 15 années précédentes pour SEMCO Gas, au cours des 10 années précédentes pour ENSTAR et au cours des 30 années précédentes pour Washington Gas.
- 2) L'analyse de sensibilité est présentée déduction faite des couvertures en place. L'incidence sur le BAIIA normalisé des variations de l'écart pourrait varier et est gérée grâce à un programme de couverture.

Capital de croissance

Pour les projets actuellement envisagés, en développement ou en construction, AltaGas prévoit des dépenses en immobilisations nettes d'environ 910 millions de dollars en 2021. Ces dépenses en immobilisations devraient être concentrées en majeure partie sur des projets de la plateforme Services publics, qui devraient permettre une croissance stable et transparente de la base tarifaire et de forts rendements ajustés en fonction des risques. Le secteur Services publics devrait représenter environ 80 à 85 % du total des dépenses en immobilisations, le secteur Intermédiaire, environ 15 à 20 %, et le Secteur Siège social/autres, le reste. En 2021, les dépenses en immobilisations pour le secteur Services publics seront axées principalement sur les programmes de remplacement accéléré des conduites, la croissance de la clientèle et l'amélioration du réseau. Dans le secteur Intermédiaire, les dépenses en immobilisations devraient servir principalement à la construction de Nig Creek et à son agrandissement, à des dépenses d'entretien et d'administration, à l'optimisation des actifs existants et à de nouvelles activités de développement. Du total des dépenses en immobilisations en 2021, environ 45 à 55 millions de dollars devraient aller aux dépenses en immobilisations liées à l'entretien des actifs du secteur Intermédiaire et des actifs d'électricité restants dans le secteur Siège social/autres. La Société continue de se concentrer sur une croissance interne efficace en matière de capital grâce à une affectation disciplinée du capital tout en améliorant la solidité et la souplesse du bilan.

Les engagements de dépenses en immobilisations de 2021 d'AltaGas devraient être financés par les flux de trésorerie générés en interne et les emprunts sur les facilités de crédit actuellement consenties dans le cours normal des affaires.

Mise à jour sur les projets de croissance

Le tableau suivant présente un résumé de l'état des projets importants auxquels AltaGas affecte du capital de croissance.

Projet	Participation d'AltaGas	Coût estimé ¹	Dépenses à ce jour ²	État	Mise en service prévue
Projets du secteur Intermédiaire					
Agrandissement de Nig Creek	50 %	58 millions de dollars	32 millions de dollars	L'installation Nig Creek sera agrandie en deux étapes. La première étape vise l'augmentation de la capacité actuelle de 55 mmpc/j (27,5 mmpc/j, capacité nette) par l'ajout de dispositifs de compression d'amenée, de compression des ventes et d'autres matériels de production. La construction avant comme prévu. La deuxième étape permettra d'augmenter encore la capacité brute de 25 mmpc/j (12,5 mmpc/j, capacité nette) et comprendra une usine de coupe lourde pour la récupération additionnelle de liquides.	La première étape devrait être mise en service au début du T3-2021 et la deuxième étape, au T2-2022.
Mountain Valley Pipeline (MVP)	10 %	352 millions de dollars américains	352 millions de dollars américains	Au 31 mars 2021, le projet était terminé à environ 92 %, ce qui comprend la construction de toutes les interconnexions originales et des stations de compression. Le 9 novembre 2020, la Cour d'appel des États-Unis pour le quatrième circuit a accueilli la demande de certains groupes environnementaux et accordé un sursis dans l'attente du règlement d'un litige concernant la vérification par l'Army Corps of Engineers des États-Unis des traverses de cours d'eau dans le cadre du projet, en vertu d'un permis général connu sous le nom de Nationwide Permit 12. Le 25 mars 2021, le Department of Environmental Quality de la Virginie a informé l'Army Corps of Engineers qu'elle n'émettrait vraisemblablement pas de permis de qualité de l'eau pour MVP avant décembre 2021 ou mars 2022 au plus tard. MVP continue de viser une mise en service vers la fin de 2021. Malgré ces retards, le risque d'AltaGas est contractuellement plafonné au montant initial des apports estimés d'environ 352 millions de dollars américains.	T4-2021 en raison des contestations juridiques et réglementaires en cours
MVP Southgate	5 %	20 millions de dollars américains	4 millions de dollars américains	La construction devrait commencer au troisième trimestre de 2021, malgré la décision du North Carolina Department of Environmental Quality de rejeter la demande présentée par MVP Southgate visant l'obtention d'une certification étatique en vertu de l'article 401 de la loi intitulée <i>Clean Water Act</i> . La décision devrait être portée en appel. Jusqu'à maintenant, les dépenses sont liées à l'arpentage, à l'acquisition de terrains, et à l'obtention de permis et d'autorisations réglementaires.	T3-2022 en raison des contestations juridiques et réglementaires en cours

Projet	Participation d'AltaGas	Coût estimé ¹	Dépenses à ce jour ²	État	Mise en service prévue
Projets du secteur Services publics					
Programmes de remplacement accéléré de conduites – District de Columbia	100 %	Environ 150 millions de dollars américains sur la période de janvier 2021 à décembre 2023, plus des dépenses additionnelles au cours des périodes subséquentes	8 millions de dollars américains ³	La deuxième étape des programmes de remplacement accéléré de conduites du District de Columbia (PROJECT <i>pipes</i> 2) a commencé en janvier 2021.	Les actifs sont mis en service tout au long du programme.
Programmes de remplacement accéléré de conduites – Maryland	100 %	Environ 350 millions de dollars américains sur une période de cinq ans, de janvier 2019 à décembre 2023, plus des dépenses additionnelles au cours des périodes subséquentes	132 millions de dollars américains ³	La deuxième étape des programmes de remplacement accéléré de conduites du Maryland (STRIDE 2.0) a commencé en janvier 2019.	Les actifs sont mis en service tout au long du programme.
Programmes de remplacement accéléré de conduites – Virginie	100 %	Environ 500 millions de dollars américains sur une période de cinq ans, de janvier 2018 à décembre 2022, plus des dépenses additionnelles au cours des périodes subséquentes	297 millions de dollars américains ³	La deuxième étape des programmes de remplacement accéléré de conduites de la Virginie (SAVE 2.0) a commencé en janvier 2018.	Les actifs sont mis en service tout au long du programme.
Programmes de remplacement accéléré des conduites maîtresses – Michigan	100 %	Environ 115 millions de dollars américains sur une période de cinq ans, de 2021 à 2026	2 millions de dollars américains ³	Un nouveau programme de remplacement des conduites maîtresses (MRP) a été accepté dans la dernière demande tarifaire de SEMCO, réglée en décembre 2019. Le nouveau MRP sur cinq ans commencera en 2021 et prévoit des dépenses totales d'environ 60 millions de dollars américains. En plus du nouveau programme de MRP, SEMCO s'est vu accorder un nouveau programme d'amélioration de la fiabilité des infrastructures, aussi sur cinq ans à partir de 2021, qui prévoit des dépenses totales d'environ 55 millions de dollars américains.	Les actifs sont mis en service tout au long du programme.

- 1) Les montants sont estimatifs et peuvent changer selon divers facteurs. Lorsque cela est approprié, les montants reflètent la quote-part d'AltaGas des projets.
- 2) Les dépenses faites à ce jour reflètent le total des dépenses cumulatives engagées depuis le début des projets jusqu'au 31 mars 2021.
- 3) Les programmes de remplacement accéléré de conduites des services publics sont des projets à long terme comportant de nombreuses étapes et pour lesquels les dépenses sont approuvées par les organismes de réglementation; ils sont gérés sur une base pluriannuelle. Les dépenses à ce jour incluent uniquement les montants au titre des programmes en cours décrits précédemment et excluent les dépenses engagées dans le cadre des phases précédentes des programmes. Les montants figurant dans les documents déposés devant les organismes de réglementation peuvent différer des montants présentés.

Mesures financières non conformes aux PCGR

Dans le présent rapport de gestion, il est fait référence à certaines mesures financières utilisées par AltaGas qui n'ont pas de définition normalisée selon les PCGR et qui peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires utilisées par d'autres entités. Les lecteurs sont avisés que ces mesures financières non conformes aux PCGR ne doivent pas être considérées comme des substituts à d'autres mesures du rendement financier calculées selon les PCGR. Les mesures financières non conformes aux PCGR et leur rapprochement aux mesures financières conformes aux PCGR sont présentés ci-après. Ces mesures non conformes aux PCGR fournissent de l'information supplémentaire que la direction juge importante en ce qu'elles décrivent la performance opérationnelle d'AltaGas, sa situation de trésorerie ainsi que sa capacité de financer les dividendes, les dépenses en immobilisations et les autres activités d'investissement. La description des mesures non conformes aux PCGR ainsi que des informations supplémentaires associées à chacune d'entre elles sont présentées ci-après.

Dans le présent rapport de gestion, les expressions BAIIA normalisé, bénéfice net normalisé, liquidités provenant de l'exploitation normalisées, liquidités provenant de l'exploitation ajustées normalisées, liquidités provenant de l'exploitation des services publics ajustées normalisées, charge d'impôts normalisée, taux d'imposition effectif normalisé, dette nette et ratio de la dette nette sur le total de la capitalisation ont le sens qui leur est donné dans la présente rubrique.

BAIIA normalisé

	Trois mois clos les 31 mars	
(en millions de dollars)	2021	2020
Bénéfice net après impôts (mesure conforme aux PCGR)	371 \$	486 \$
Ajouter :		
Amortissement	99	105
Intérêts débiteurs	70	70
Charge d'impôts sur les bénéfices	102	132
BAIIA	642 \$	793 \$
Ajouter (déduire) :		
Coûts de transaction liés aux acquisitions et cessions	6	9
Gains latents sur les contrats de gestion des risques	(55)	(115)
Pertes sur placements	—	3
Gains à la vente d'actifs	—	(212)
Coûts de restructuration	1	1
Perte résultant d'une dilution de participation	—	16
Coûts liés à la COVID-19	—	1
Provision pour actifs	76	2
Charges de désactualisation	—	1
Pertes de change	4	—
BAIIA normalisé	674 \$	499 \$

Le BAIIA est une mesure de la rentabilité opérationnelle d'AltaGas, compte non tenu du mode de financement des activités, de l'amortissement des actifs ou de l'imposition des bénéfices. Le BAIIA est calculé d'après les données des états des résultats consolidés, à partir du bénéfice net ajusté en fonction du montant avant impôts de l'amortissement, des intérêts débiteurs et de la charge d'impôts.

Le BAIIA normalisé comprend des ajustements supplémentaires au titre des coûts de transaction liés aux acquisitions et cessions, des gains latents sur les contrats de gestion du risque, des pertes sur les placements, des gains à la vente d'actifs, des coûts de restructuration, de la perte résultant d'une dilution de participation, des coûts liés à la COVID-19, de provisions pour actifs, des pertes de change et des charges de désactualisation découlant des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. AltaGas présente le BAIIA normalisé comme mesure supplémentaire. La direction a recours au BAIIA normalisé pour faciliter la compréhension de l'évolution des bénéfices d'AltaGas sur plusieurs périodes. Le BAIIA normalisé est souvent utilisé par les analystes et les investisseurs pour évaluer des entités du même secteur parce qu'il exclut des éléments qui peuvent varier considérablement d'une entité à l'autre en fonction des méthodes comptables choisies, de la valeur comptable des actifs et de la structure du capital.

Bénéfice net normalisé

	Trois mois clos les 31 mars	
(en millions de dollars)	2021	2020
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires (mesure conforme aux PCGR)	337 \$	464 \$
Ajouter (déduire) après impôts :		
Coûts de transaction liés aux acquisitions et cessions	4	8
Gains latents sur les contrats de gestion du risque	(41)	(88)
Part attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle des ajustements non conformes aux PCGR	1	—
Pertes sur placements	—	3
Gains à la vente d'actifs	—	(185)
Provision pour actifs	59	—
Coûts de restructuration	1	1
Perte résultant d'une dilution de participation	—	16
Coûts liés à la COVID-19	—	1
Bénéfice net normalisé	361 \$	220 \$

Le bénéfice net normalisé correspond au bénéfice net attribuable aux actions ordinaires ajusté pour tenir compte de l'incidence après impôt des coûts de transaction liés aux acquisitions et cessions, de la part attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle des ajustements non conformes aux PCGR, des gains latents sur les contrats de gestion du risque, des pertes sur placements, des gains à la vente d'actifs, des provisions pour actifs, des coûts de restructuration, de la perte résultant d'une dilution de participation et des coûts liés à la COVID-19. La direction a recours au bénéfice net normalisé pour améliorer la comparabilité des bénéfices d'AltaGas étant donné qu'il reflète le rendement sous-jacent des activités d'AltaGas.

Liquidités provenant de l'exploitation normalisées, liquidités provenant de l'exploitation ajustées normalisées et liquidités provenant de l'exploitation des services publics ajustées normalisées

	Trois mois clos les 31 mars	
(en millions de dollars)	2021	2020
Flux de trésorerie d'exploitation (mesure financière conforme aux PCGR)	605 \$	475 \$
Ajouter (déduire) :		
Variation nette des actifs et passifs d'exploitation	(30)	(61)
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations réglées	1	1
Liquidités provenant de l'exploitation	576 \$	415 \$
Ajouter (déduire) :		
Coûts de transaction liés aux acquisitions et cessions ¹	6	3
Coûts de restructuration	1	1
Coûts liés à la COVID-19	—	1
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées	583 \$	420 \$
Ajouter (déduire) :		
Trésorerie versée aux participations ne donnant pas le contrôle, montant net	(6)	(7)
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien des secteurs autres que Services publics	(9)	(14)
Dividendes sur actions privilégiées versés	(13)	(17)
Liquidités provenant de l'exploitation ajustées normalisées	555 \$	382 \$
Déduire :		
Amortissement des services publics	(75)	(74)
Liquidités provenant de l'exploitation des services publics ajustées normalisées	480 \$	308 \$

1) Les montants sans effet sur la trésorerie sont exclus.

Les liquidités provenant de l'exploitation normalisées, les liquidités provenant de l'exploitation ajustées normalisées et les liquidités provenant de l'exploitation des services publics ajustées normalisées aident la direction et les investisseurs à analyser la liquidité de la Société. La direction a recours à cette mesure pour comprendre sa capacité de générer des fonds pour financer les dépenses en immobilisations, rembourser la dette, verser des dividendes et s'acquitter d'autres activités d'investissement.

Les liquidités provenant de l'exploitation sont calculées d'après les données des états des flux de trésorerie consolidés et correspondent aux flux de trésorerie d'exploitation avant déduction de la variation nette des actifs et passifs d'exploitation et des dépenses engagées pour régler les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. Les liquidités provenant de l'exploitation normalisées sont calculées à partir des flux de trésorerie d'exploitation puis ajustées pour tenir compte des variations des actifs et passifs d'exploitation au cours de la période et des charges hors exploitation (déduction faite des impôts exigibles), comme les coûts de transaction et de financement liés aux acquisitions et cessions, les coûts liés à la COVID-19 et les coûts de restructuration. Les liquidités provenant de l'exploitation ajustées normalisées se fondent sur les liquidités provenant de l'exploitation normalisées qui ont été ajustées pour éliminer l'incidence des transactions au comptant avec des participations ne donnant pas le contrôle, des dépenses en immobilisations liées à l'entretien des secteurs autres que Services publics et des dividendes sur actions privilégiées versés. Les liquidités provenant de l'exploitation des services publics ajustées normalisées se fondent sur les liquidités provenant de l'exploitation ajustées normalisées, qui ont été aussi ajustées pour tenir compte de l'amortissement du secteur Services publics.

Les liquidités provenant de l'exploitation, les liquidités provenant de l'exploitation normalisées, les liquidités provenant de l'exploitation ajustées normalisées et les liquidités provenant de l'exploitation des services publics ajustées normalisées, telles qu'elles sont présentées, ne doivent pas être considérées comme interchangeables avec les flux de trésorerie d'exploitation ou toute autre mesure des flux de trésorerie définie selon les PCGR.

Charge d'impôts normalisée

	Trois mois clos les 31 mars	
(en millions de dollars)	2021	2020
Charge d'impôts (mesure financière conforme aux PCGR)	102 \$	132 \$
Ajouter (déduire) l'incidence fiscale des éléments suivants :		
Coûts de transaction liés aux acquisitions et cessions	2	1
Gains latents sur contrats de gestion du risque	(14)	(27)
Gains à la vente d'actifs	—	(26)
Provision pour actifs	17	2
Charge d'impôts normalisée	107 \$	82 \$

La charge d'impôts normalisée correspond à la charge d'impôt, ajustée pour tenir compte de l'incidence des coûts de transaction liés aux acquisitions et cessions, des gains latents sur contrats de gestion du risque, des gains à la vente d'actifs de la provision pour actifs. Cette mesure, qui est utilisée par la direction pour améliorer la comparabilité de l'incidence des impôts sur le bénéfice d'AltaGas étant donné qu'elle reflète le rendement sous-jacent des activités d'AltaGas, est présentée afin d'offrir cette perspective aux analystes et aux investisseurs.

Dettes nette et ratio de la dette nette sur le total de la capitalisation

La Société utilise la dette nette et le ratio de la dette nette sur le total de la capitalisation pour faire le suivi de la structure de son capital et de ses besoins en financement. Cette mesure sert aussi à évaluer la solidité financière de la Société, et elle est présentée afin d'offrir cette perspective aux analystes et aux investisseurs. La dette nette est définie comme étant la dette à court terme (exclusion faite du financement de projets de tiers reçu pour la construction de projets de services de gestion énergétique), plus la tranche échéant à moins d'un an et la tranche à long terme de la dette à long terme, moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie. Le total de la capitalisation correspond à la dette nette plus le total de l'avoir des actionnaires et les participations ne donnant pas le contrôle. Pour plus de détail sur ces mesures non conformes aux PCGR, se reporter à la rubrique «Sources de financement» du présent rapport de gestion.

Calculs supplémentaires

Rapprochement du BAIIA normalisé et du bénéfice net normalisé

Le tableau suivant présente un rapprochement supplémentaire du BAIIA normalisé et du bénéfice net normalisé. Ces deux mesures non conformes aux PCGR ont déjà fait l'objet d'un rapprochement avec les mesures financières pertinentes selon les PCGR dans la section ci-dessus. Ces renseignements sont fournis à titre d'information supplémentaire pour aider les analystes et les investisseurs à comparer le BAIIA normalisé au bénéfice net normalisé et ne visent pas à remplacer les rapprochements avec les mesures conformes aux PCGR les plus comparables. Les lecteurs ne devraient pas se fier indûment à ce rapprochement supplémentaire.

	Trois mois clos les 31 mars	
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2021	2020
BAIIA normalisé	674 \$	499 \$
Ajouter (déduire) :		
Amortissement	(99)	(105)
Intérêts débiteurs	(70)	(70)
Charge d'impôts	(102)	(132)
Éléments de normalisation influant sur le recouvrement d'impôts	(4)	51
Charges de désactualisation	—	(1)
Pertes de change	(4)	—
Bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(21)	(5)
Dividendes sur actions privilégiées	(13)	(17)
Bénéfice net normalisé	361 \$	220 \$

Calcul du taux d'imposition effectif normalisé

Le tableau suivant présente le calcul du taux d'imposition effectif normalisé à partir du bénéfice net normalisé et de la charge d'impôts normalisée. Ces deux mesures non conformes aux PCGR ont déjà fait l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR pertinentes dans la section ci-dessus. Ce calcul est fourni à titre d'information supplémentaire pour aider les analystes et les investisseurs à comparer la charge d'impôts normalisée au bénéfice net normalisé et ne visent pas à remplacer les rapprochements avec les mesures conformes aux PCGR les plus comparables. Les lecteurs ne devraient pas se fier indûment à ce calcul supplémentaire.

	Trois mois clos les 31 mars	
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2021	2020
Bénéfice net normalisé	361 \$	220 \$
Ajouter (déduire) :		
Charge d'impôts normalisée	107	82
Bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	21	5
Dividendes sur actions privilégiées	13	17
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices normalisé	502 \$	324 \$
Taux d'imposition effectif normalisé (en %) ¹	21,3	25,3

1) Correspond à la charge d'impôts normalisée divisée par le bénéfice avant impôts sur les bénéfices normalisé.

Résultats d'exploitation par secteur d'activité

BAIIA normalisé ¹	Trois mois clos les 31 mars	
(en millions de dollars)	2021	2020
Services publics	371 \$	369 \$
Intermédiaire	304	120
Total partiel : secteurs d'exploitation	675 \$	489 \$
Siège social/autres	(1)	10
	674 \$	499 \$

1) Mesure financière non conforme aux PCGR. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux PCGR» du présent rapport de gestion.

Produits	Trois mois clos les 31 mars	
(en millions de dollars)	2021	2020
Services publics	1 408 \$	1 405 \$
Intermédiaire	1 650	450
Total partiel : secteurs d'exploitation	3 058 \$	1 855 \$
Siège social/autres	23	26
Éliminations intersectorielles	4	(12)
	3 085 \$	1 869 \$

Statistiques d'exploitation

	Trois mois clos les 31 mars	
	2021	2020
Livraison de gaz naturel – utilisation finale (gpc) ¹	72,6	66,6
Livraison de gaz naturel – transport (gpc) ¹	43,1	40,5
Points de service (en milliers) ²	1 675	1 661
Variation degrés-jours par rapport à la normale – SEMCO Gas (%) ³	(6,2)	(11,4)
Variation degrés-jours par rapport à la normale – ENSTAR (%) ³	9,7	16,1
Variation degrés-jours par rapport à la normale – Washington Gas (%) ^{3, 4}	(7,1)	(17,1)
Commercialisation de l'énergie au détail – volumes des ventes de gaz (mmpc)	24 696	21 916
Commercialisation de l'énergie au détail – volumes des ventes d'électricité (GWh)	3 249	3 511

1) Un gpc équivaut à un milliard de pieds cubes.

2) Représentent l'ensemble des points de service des Services publics, y compris le transport et les secteurs d'activité à tarifs non réglementés.

3) Un degré-jour représente une mesure de la froideur déterminée quotidiennement en nombre de degrés où la température moyenne du jour en question se situe en dessous de 65 degrés Fahrenheit. Les degrés-jours pour une période donnée sont déterminés en ajoutant les degrés-jours obtenus au cours de chaque jour de la période. Les degrés-jours normaux pour une période donnée correspondent à la moyenne des degrés-jours au cours des 15 années précédentes pour SEMCO Gas, au cours des 10 années précédentes pour ENSTAR et au cours des 30 années précédentes pour Washington Gas.

4) Dans certains territoires de Washington Gas (Virginie et Maryland), des mécanismes de facturation sont en place afin d'éliminer les effets des variations dans l'utilisation par les clients causées par les conditions météorologiques et d'autres facteurs tels que la conservation. Dans le District de Columbia, il n'y a pas de mécanisme de facturation tenant compte de la normalisation des conditions météorologiques, et Washington Gas n'a pas de couverture pour compenser les effets des conditions météorologiques. Par conséquent, un temps plus froid ou plus chaud entraînera des écarts dans les résultats financiers.

Au premier trimestre de 2021, le secteur Services publics d'AltaGas a connu des températures plus froides pour SEMCO, plus chaudes pour ENSTAR et plus froides pour Washington Gas qu'au trimestre correspondant de 2020.

Les points de service ont augmenté d'environ 14 000 sites au 31 mars 2021 comparativement au 31 mars 2020 en raison de la croissance du nombre de clients.

Au premier trimestre de 2021, les volumes des ventes de gaz au détail aux États-Unis se sont élevés à 24 696 mmpc, contre 21 916 mmpc pour la période correspondante de 2020. L'augmentation s'explique principalement par les températures plus basses au premier trimestre de 2021 qu'au trimestre correspondant de 2020. Les volumes des ventes d'électricité au détail aux États-Unis se sont élevés à 3 249 GWh au premier trimestre de 2021, contre 3 511 GWh pour la période correspondante de 2020. La diminution s'explique principalement par les répercussions de la COVID-19, en partie contrebalancées par la croissance du nombre de clients servis par l'entreprise.

Trois mois clos les 31 mars

Pour le secteur Services publics, le BAIIA normalisé s'est chiffré à 371 millions de dollars au premier trimestre de 2021, contre 369 millions de dollars au trimestre correspondant de 2020. L'augmentation du BAIIA normalisé s'explique surtout par la hausse des marges sur le gaz et l'électricité des activités de commercialisation au détail de WGL en raison des prix favorables et des températures plus froides en 2021, des températures plus froides au Michigan et dans le District de Columbia, la hausse du rendement des actifs des régimes de retraite, la hausse des produits tirés des programmes de remplacement accéléré des conduites et la croissance de la clientèle, le tout partiellement contrebalancé par le repli du dollar américain, un ajustement au remboursement des tarifs en Virginie en 2020, la vente d'ACI en 2020, le maintien de l'annulation des frais de retard par les services publics en raison de la COVID-19, la baisse de la consommation et les températures plus chaudes en Alaska.

Au premier trimestre de 2020, le secteur Services publics a comptabilisé un gain avant impôts de 206 millions de dollars à la cession d'ACI.

Faits nouveaux concernant les demandes tarifaires

Services publics / Territoire	Date du dépôt	Demande	État	Moment attendu de la décision
Washington Gas – District de Columbia	Janvier 2020	Augmentation de 35 millions de dollars américains des tarifs de base, dont 9 millions de dollars américains en frais supplémentaires annuels au titre du programme PROJECT <i>pipes</i> que payent actuellement les clients pour le remplacement accéléré des conduites. L'augmentation additionnelle demandée pour les tarifs de base était donc d'environ 26 millions de dollars américains.	Washington Gas a déposé cette demande tarifaire le 13 janvier 2020. Le 8 décembre 2020, Washington Gas a déposé une requête auprès de la PSC du DC sollicitant l'approbation d'une entente de règlement afin de résoudre les questions au dossier. Les parties au règlement ont convenu d'une augmentation de 20 millions de dollars américains des tarifs de base, comprenant les frais supplémentaires au titre du programme PROJECT <i>pipes</i> auparavant perçus sous la forme d'un avenant et un rendement des capitaux propres de 9,25 %. Les parties au règlement conviennent que ce règlement ne concerne que les coûts du programme PROJECT <i>pipes</i> relatifs aux conduites achevées et en service à la date à laquelle Washington Gas a déposé sa contre-preuve (c.-à-d. le 14 septembre 2020). La contre-preuve déposée par Washington Gas comprenait le transfert dans les tarifs de base d'un montant maximal d'environ 100 millions de dollars américains au titre de l'usine PROJECT <i>pipes</i> en service. Ce règlement ne crée aucun précédent à l'égard des futures demandes de recouvrement des coûts au titre du programme PROJECT <i>pipes</i> . Washington Gas convient qu'elle ne demandera pas d'augmentation des tarifs de distribution ou de nouveaux mécanismes de tarification visant déjà une augmentation des tarifs des clients dans le District de Columbia avant le 31 août 2021. Le 24 février 2021, la PSC du DC a approuvé la révision des tarifs de base de 20 millions de dollars américains recommandée dans l'entente de règlement. Les nouveaux tarifs sont entrés en vigueur le 1 ^{er} avril 2021.	Entente de règlement approuvée en février 2021
Washington Gas - Maryland	Août 2020	Hausse des tarifs de base de 27 millions de dollars américains, dont environ 6 millions de dollars américains renvoient actuellement à des coûts perçus au moyen des frais supplémentaires liés au programme STRIDE pour la mise à niveau des réseaux. L'augmentation additionnelle demandée pour les tarifs de base était donc d'environ 21 millions de dollars américains.	Washington Gas a déposé cette demande tarifaire le 28 août 2020. La PULJ a publié un projet d'ordonnance à l'égard de la demande le 12 février 2021 et un erratum afin de corriger le projet d'ordonnance le 19 février 2021. Selon le projet d'ordonnance corrigé, Washington Gas peut augmenter ses tarifs de distribution de gaz naturel au Maryland d'environ 13 millions de dollars américains (y compris 5 millions de dollars américains au titre des frais supplémentaires liés au programme STRIDE), ce qui correspond à un rendement des capitaux propres de 9,70 %. Le 9 avril 2021, après avoir pris en considération des appels, la PSC du Maryland a publié une ordonnance qui confirme le projet d'ordonnance, en apportant toutefois une modification. L'ordonnance autorise Washington Gas à augmenter ses tarifs de distribution de gaz naturel au Maryland d'environ 13 millions de dollars américains (y compris 5 millions de dollars américains perçus au moyen de frais supplémentaires liés au programme STRIDE), ce qui correspond à un rendement des capitaux propres de 9,70 %. L'augmentation des revenus a pris effet le 26 mars 2021.	Ordonnance définitive publiée en avril 2021

Ordonnances liées à la COVID-19

District de Columbia

Le 16 mars 2020, le Council of the District of Columbia (Conseil du DC) a adopté une loi interdisant de couper les services d'électricité et de gaz aux clients en défaut de paiement en temps d'urgence sanitaire. L'urgence sanitaire déclarée par le maire du District de Columbia et les ordonnances connexes ont été de nouveau prolongées jusqu'au 31 mars 2021 et l'interdiction de couper les services est en vigueur jusqu'à 15 jours suivant la fin de l'urgence sanitaire. Le 3 mars 2021, le Conseil du DC a accordé au maire le pouvoir de prolonger l'urgence sanitaire en raison de la pandémie jusqu'au 20 mai 2021. Le moratoire sur la coupure de service par les services publics est également prolongé jusqu'à la même date. Le 15 avril 2020, la PSC du DC a émis une ordonnance autorisant Washington Gas à créer un compte d'actif réglementaire pour tenir compte des coûts additionnels engagés de façon prudente en lien avec la COVID-19 à compter du 11 mars 2020 et pour en faire le suivi. Le 3 mars 2021, la PSC du DC a émis une ordonnance à l'effet de ce qui suit : 1) Washington Gas doit donner un avis aux clients résidentiels 45 jours avant le débranchement du service après la levée de l'urgence sanitaire et cette ordonnance demeurera en vigueur pour une durée allant jusqu'à 120 jours; 2) Washington Gas doit offrir aux clients résidentiels admissibles des ententes de paiement reporté d'au moins 12 mois après la fin de l'urgence sanitaire; 3) Washington Gas doit soumettre une proposition et un plan de mise en œuvre pour le programme de gestion des arriérés dans les 45 jours suivant la date de l'ordonnance (le 19 avril 2021); et 4) le seuil retenu pour déterminer l'admissibilité au programme Residential Essential Discount augmente temporairement, passant de 60 % à 75 % du point de revenu médian de l'État.

Maryland

Le 16 mars 2020, le gouverneur du Maryland a émis une ordonnance interdisant aux services publics à tarifs réglementés les déconnexions et l'imposition de frais de retard pour les clients résidentiels jusqu'au 1er mai 2020, laquelle a ensuite été prolongée jusqu'au 31 août 2020. Le 22 septembre 2020, la PSC du Maryland a prolongé le moratoire sur les coupures de service jusqu'au 15 novembre 2020. Le moratoire sur les coupures de services en hiver (c.-à-d. du 1^{er} novembre au 31 mars) a repoussé la date de résiliation des services aux clients résidentiels jusqu'au 1er avril 2021. Le 9 avril 2020, la PSC du Maryland a autorisé les sociétés de services publics à établir un compte d'actif réglementaire pour comptabiliser les coûts de recouvrement et autres coûts additionnels liés à la COVID-19 engagés de façon prudente à compter du 16 mars 2020. Les 27 et 28 août 2020, la PSC du Maryland a tenu la conférence publique 53 pour examiner l'incidence de l'ordonnance sur les services publics et les services qu'ils fournissent. Le 31 août 2020, la PSC du Maryland a rendu une ordonnance précisant 1) que le secteur Services publics ne peut couper de services ou imposer de frais de retard jusqu'au 1^{er} octobre 2020, et que tout avis de résiliation visant des comptes résidentiels envoyé avant cette date est invalide; 2) qu'une société de services publics doit donner un préavis au moins 45 jours avant la coupure des services offerts à un client résidentiel; 3) que les sociétés de services publics proposant des plans de paiement structurés à des clients résidentiels présentant des retards de paiement ou dans l'incapacité de payer doivent accorder un délai d'au moins 12 mois pour le remboursement, cette période pouvant être portée à 24 mois pour les clients à faible revenu; 4) que les sociétés de services publics ne peuvent ni recouvrer des fonds ni exiger de mises de fonds ou de dépôts pour l'adhésion d'un client résidentiel à un plan de paiement; et 5) que les sociétés de services publics ne peuvent ni refuser de négocier ni refuser un plan de paiement à un client résidentiel bénéficiant d'un service si celui-ci n'a pas respecté les conditions d'un autre plan de paiement au cours des 18 derniers mois. Tel que demandé par la PSC du Maryland, les services publics du Maryland détenus par des investisseurs ont déposé le 7 octobre 2020 un projet commun à l'égard d'un programme de gestion des arriérés, qui a été suivi d'une audience de nature juridique en novembre 2020. Le 21 décembre 2020, la PSC du

Maryland a rejeté le projet proposé à l'égard du programme de gestion des arriérés. Elle continuera de faire le suivi des données fournies par les services publics à l'égard des arriérés des clients, et pourra réexaminer cette question à l'avenir.

Le 15 février 2021, la Maryland General Assembly a adopté la *Recovery for the Economy, Livelihoods, Industries, Entrepreneurs and Families Act* (la loi RELIEF). La loi RELIEF comprend des fonds d'environ 83 millions de dollars américains pour aider les clients résidentiels du Maryland qui ont des arriérés. Les clients du Maryland doivent répondre aux exigences prévues par la loi RELIEF pour avoir droit à des fonds. Le 24 février 2021, la PSC du MD a émis une ordonnance demandant des données sur les arriérés d'ici le 9 avril 2021 pour déterminer la meilleure façon qui soit de distribuer les fonds entre les services publics et les critères d'attribution des fonds aux clients. La PSC du MD a prolongé son moratoire sur les débranchements jusqu'au 30 juin 2021 pour les clients ayant des besoins spéciaux ou quiconque a reçu ou est admissible à recevoir l'aide OHEP Energy Assistance après le 15 février 2017.

Virginie

Le 16 mars 2020, la State Corporation Commission of Virginia (SCC de Virginie) a émis une ordonnance interdisant de couper les services d'électricité, de gaz, d'eau et d'égout pendant la crise sanitaire du coronavirus et pris certaines mesures de protection des consommateurs. Bien que l'ordonnance de la SCC de Virginie ait été prolongée, l'ordonnance d'interdiction de couper les services a pris fin le 5 octobre 2020, mais non la protection des consommateurs. Toutefois, après l'expiration de l'ordonnance d'interdiction de couper les services le 16 octobre 2020, l'assemblée générale de la Virginie a approuvé l'adoption d'une loi permettant d'étendre l'interdiction de couper les services aux clients résidentiels en cas de non-paiement de factures ou de frais jusqu'à ce que le gouverneur détermine que l'interdiction ne doit pas être maintenue ou jusqu'à au moins 60 jours après que l'état d'urgence décrété le 12 mars 2020 prenne fin, selon la première éventualité. La loi prévoit également les plans de protection des consommateurs, et exige des services publics qu'ils offrent aux clients des plans de remboursement d'arriérés sans frais, sans dépôts et sans critères d'admissibilité. Cette loi est entrée en vigueur en novembre 2020. Le 29 avril 2020, la SCC de Virginie a émis une ordonnance approuvant une demande de Washington Gas et d'autres services publics de la Virginie de créer un actif réglementaire pour comptabiliser les coûts marginaux prudemment engagés et les frais de retard de paiement suspendus liés à la pandémie de COVID-19. La loi adoptée par l'assemblée générale le 16 octobre 2020 contient des exigences en matière d'information à fournir par les services publics sur les mauvaises créances et des exemptions à l'intention des services publics aux exigences en fonction des faits et circonstances propres à un service public. Le 8 décembre 2020, Washington Gas a reçu une aide de 7,7 millions de dollars américains en vertu de la *Coronavirus Aid, Relief, and Economic Security (CARES) Act* (la « loi CARES ») de la Virginie au titre des arriérés des clients. Les clients de la Virginie doivent satisfaire aux critères établis dans le programme pour recevoir des fonds. Les fonds inutilisés seront remboursés à la SCC de Virginie d'ici le 10 décembre 2021.

Alaska

Le 10 avril 2020, le gouverneur de l'Alaska a signé le projet de loi du sénat 241, qui permet aux services publics certifiés d'enregistrer un actif réglementaire au titre des coûts extraordinaires et des factures de services publics résidentiels irrécouvrables qui résultent de l'état d'urgence sanitaire liée à la COVID-19 déclaré par le gouverneur le 11 mars 2020. Les dépenses extraordinaires considérées par les services publics comme résultant de la COVID-19 doivent être approuvées par la RCA avant de pouvoir être recouvrées par le biais de tarifs futurs. En réponse au projet de loi du sénat 241, le 15 avril 2020, la RCA a ouvert un dossier d'information pour recueillir des informations, notamment sur la manière dont les services publics gèrent la situation de la COVID-19 et ses conséquences. Elle discutera également des sections du projet de loi du sénat 241 concernant les délais pour les actions de la Commission et les actifs réglementaires lors d'une réunion publique ultérieure.

Michigan

Le 15 avril 2020, la MPSC a émis une ordonnance autorisant les services publics à comptabiliser un actif réglementaire pour tenir compte des créances douteuses excédant les tarifs approuvés. La question du recouvrement des coûts additionnels n'est pas abordée dans l'ordonnance, mais les services publics ont jusqu'au 30 avril 2020 et au 13 mai 2020 pour soumettre des commentaires sur ce que la MPSC devrait considérer comme des coûts extraordinaires, des économies de coûts et des produits additionnels en lien avec la COVID-19, et sur la façon de faire le suivi de ces coûts. De plus, l'ordonnance comprend une liste des mesures additionnelles de protection des clients. Le 23 juillet 2020, la MPSC a émis une ordonnance selon laquelle tout service public à tarifs réglementés cherchant à recouvrer les charges liées à la COVID-19 autres que les charges non recouvrables doit faire une demande d'information auprès de la MPSC au plus tard le 2 novembre 2020. SEMCO Gas n'a pas déterminé d'actif réglementaire au titre des créances douteuses, étant donné que la provision pour créances douteuses ne devrait pas dépasser le niveau approuvé lors de l'instance relative à sa dernière demande tarifaire. En outre, SEMCO Gas a établi qu'elle n'obtiendrait qu'un avantage minime si elle déposait une demande de recouvrement des coûts additionnels liés à la COVID-19, du fait des frais juridiques qu'elle devrait engager pour déposer une telle demande auprès d'un organisme de réglementation. La MPSC a émis une ordonnance le 18 février 2021 par suite de la publication d'un rapport du personnel de la MPSC sur l'accessibilité et l'abordabilité de l'énergie. L'ordonnance prévoit que le personnel de la MPSC établisse un comité sur l'accessibilité et l'abordabilité de l'énergie afin de coordonner le travail et de trouver des efficiences entre le groupe de travail Energy Waste Reduction Low-Income et le groupe de travail Monthly Energy Assistance Program. La première réunion du comité a eu lieu le 8 avril 2021. Les services publics du Michigan continuent de publier des rapports mensuels sur les débranchements.

Secteur Intermédiaire

Statistiques d'exploitation

	Trois mois clos les 31 mars	
	2021	2020
Volumes d'exportation à RIPET (b/j) ¹	50 714	35 141
Volumes d'exportation à Ferndale (b/j) ¹	34 750	—
Total de la capacité d'amenée de gaz traitée (mmpc/j) ¹	1 526	1 393
Volumes d'extraction d'éthane (b/j) ¹	33 138	29 932
Volumes d'extraction de LGN (b/j) ^{1, 2}	38 026	32 495
Volumes de fractionnement (b/j) ¹	28 591	21 079
Différentiels de fractionnement – réalisés (\$/b) ^{1, 3}	14,69	11,76
Différentiels de fractionnement – prix au comptant moyen (\$/b) ^{1, 4}	24,35	2,04
Écart de prix du propane entre le Far East Index et Mont Belvieu (\$ US/b) ⁵	10,14	16,23
Stocks optimaux de gaz naturel (gpc)	23,9	34,3

1) Moyenne de la période.

2) Les volumes de LGN se rapportent au propane, au butane et au condensat.

3) Le différentiel de fractionnement réalisé, ou marge de LGN réalisée, exprimé en dollars par baril de LGN, est fondé sur les ventes comptabilisées par le secteur pendant la période pour les volumes exposés aux différentiels de fractionnement plus la valeur du règlement des couvertures de différentiel de fractionnement de la période moins les primes d'extraction, divisées par le total des volumes exposés aux différentiels de fractionnement produits pendant la période.

4) Le différentiel de fractionnement moyen au comptant, ou marge de LGN moyenne au comptant, exprimé en dollars par baril de LGN, est représentatif du prix de vente moyen qu'AltaGas obtient pour le propane, le butane et le condensat moins les primes d'extraction, compte non tenu des couvertures, divisé par les volumes exposés aux différentiels de fractionnement respectifs pour la période.

5) Écart du prix du propane moyen entre le FEI et Mont Belvieu TET Commercial Index.

Les volumes de propane exportés de RIPET vers l'Asie pour les trois mois clos le 31 mars 2021 se sont établis en moyenne à 50 714 b/j, contre 35 141 b/j pour la période correspondante de 2020. Huit expéditions complètes ont eu lieu au premier trimestre de 2021 contre six expéditions à la période correspondante de 2020. La hausse des volumes d'exportation et des expéditions à RIPET tient du fait que le nombre de chargements vendus sur le marché au comptant a augmenté. Les volumes de propane et de butane exportés à Ferndale se sont établis en moyenne à 34 750 b/j, compte tenu de six expéditions vers l'Asie pour les trois mois clos le 31 mars 2021.

Pour le premier trimestre de 2021, le total de la capacité d'amenée de gaz traitée aux installations d'extraction a augmenté de 133 mmpc/j par rapport au trimestre correspondant de 2020. Pendant le premier trimestre de 2021, la capacité d'amenée de gaz traitée a augmenté en raison des volumes additionnels de l'installation de coupe lourde Townsend, qui est entrée en service en mai 2020, et de la capacité d'amenée plus élevée aux installations d'extraction et de Gordondale.

Pour le premier trimestre de 2021, les volumes moyens d'éthane ont augmenté de 3 206 b/j, alors que les volumes moyens d'extraction de LGN ont augmenté de 5 531 b/j par rapport à ceux du trimestre correspondant de 2020. La hausse des volumes d'éthane est attribuable à l'augmentation des volumes d'éthane sous contrat aux installations d'extraction. La hausse des volumes d'extraction de LGN est attribuable aux volumes d'extraction de LGN additionnels à l'installation de coupe lourde Townsend, qui est entrée en service en mai 2020, et à la hausse de la capacité d'amenée à certaines installations d'extraction.

Les volumes de fractionnement pour le premier trimestre de 2021 ont augmenté de 7 512 b/j comparativement à ceux du trimestre correspondant de 2020. Les volumes de fractionnement ont augmenté en raison de l'agrandissement de North Pine et des volumes additionnels de liquides de l'installation de coupe lourde Townsend. L'augmentation a été en partie contrebalancée par la baisse des volumes arrivés par camion à Harmattan.

Les stocks optimaux de gaz naturel au 31 mars 2021 s'établissaient à 23,9 gpc (39,3 gpc au 31 décembre 2020). La diminution des stocks optimaux de gaz naturel s'explique principalement par le vortex polaire aux États-Unis, qui a entraîné une hausse de la consommation au mois de février.

Trois mois clos les 31 mars

Le secteur Intermédiaire a inscrit un BAIIA normalisé de 304 millions de dollars au premier trimestre de 2021, contre 120 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2020. L'augmentation du BAIIA normalisé a surtout découlé des marges favorables liées à l'entreposage et au transport et à l'utilisation accrue des stocks entreposés à WGL Midstream, des effets de la consolidation de Petrogas, qui a été consolidée à l'acquisition par AltaGas d'une tranche additionnelle de 37 % le 15 décembre 2020, de la hausse des volumes d'exportation à RIPET, de la hausse des volumes traités aux installations du nord-est de la Colombie-Britannique et de la hausse des produits tirés du fractionnement et du traitement des liquides par suite de la mise en service de projets de croissance des installations du nord-est de la Colombie-Britannique. Ces hausses ont été en partie contrebalancées par une baisse des marges commerciales réalisées à RIPET (y compris les couvertures), la fin de la provision au titre des fonds utilisés pendant la construction (PFUPC) liée à Mountain Valley, la baisse des marges commerciales des LGN et l'amortissement d'un actif sous contrat à Gordondale lié à la l'incidence d'une modification apportée en 2018 ayant consisté à combiner et à prolonger des contrats, avec prise d'effet en 2021.

Au premier trimestre de 2021, AltaGas a comptabilisé une provision après impôts d'environ 76 millions de dollars liée à la vente de la majorité des activités liées aux produits de base de WGL Midstream. Au premier trimestre de 2020, AltaGas a comptabilisé une provision avant impôts d'environ 2 millions de dollars liée à des parcelles de terrain situées à proximité de l'usine de traitement de gaz Harmattan.

Couvertures du secteur Intermédiaire

	Trois mois clos les 31 mars	
	2021	2020
Volumes exposés aux différentiels de fractionnement (b/j)	11 348	10 359
Volumes de LGN couverts (b/j)	11 035	7 433
Prix moyen des volumes de LGN couverts (\$/b) ¹	26	33
Volumes d'exportation moyens couverts (b/j)	35 714	26 317
Écart moyen du prix entre le FEI et North American NGL pour les volumes couverts (\$ US/b)	10	10

1) Compte non tenu des écarts de base.

Secteur Siège social/autres

Trois mois clos les 31 mars

Pour le secteur Siège social/autres, le BAIIA normalisé du premier trimestre de 2021 a correspondu à une perte de 1 million de dollars, comparativement à un bénéfice de 10 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2020. La diminution s'explique surtout par la hausse des charges liées aux régimes incitatifs des employés par suite de la baisse du cours de l'action en 2021 et par l'incidence de la cession de Pomona au troisième trimestre de 2020.

Au premier trimestre de 2020, le secteur Siège social/autres a comptabilisé un gain avant impôts de 6 millions de dollars sur des projets de production décentralisée aux États-Unis vendus en 2019, mais transférés à l'acheteur au cours du trimestre.

Capital investi

Trois mois clos le 31 mars 2021				
(en millions de dollars)	Services publics	Intermédiaire	Siège social/autres	Total
Capital investi :				
Immobilisations corporelles	112 \$	22 \$	5 \$	139 \$
Actifs incorporels	—	—	1	1
Placements à long terme	—	3	—	3
Apport de la participation de donnant pas le contrôle	—	(1)	—	(1)
Capital investi net	112 \$	24 \$	6 \$	142 \$

Trois mois clos le 31 mars 2020				
(en millions de dollars)	Services publics	Intermédiaire	Siège social/autres	Total
Capital investi :				
Immobilisations corporelles	144 \$	42 \$	17 \$	203 \$
Actifs incorporels	—	—	1	1
Placements à long terme	—	64	—	64
Apport de la participation de donnant pas le contrôle	—	(3)	—	(3)
Capital investi	144	103	18	265
Cessions :				
Immobilisations corporelles	—	—	(4)	(4)
Placements comptabilisés à la valeur de consolidation	(369)	(7)	—	(376)
Capital investi, moins les cessions	(225) \$	96 \$	14 \$	(115) \$

Pour le premier trimestre de 2021, le capital investi d'AltaGas s'élevait à 142 millions de dollars, comparativement à 265 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2020. La diminution du capital investi s'explique surtout par la baisse des acquisitions d'immobilisations corporelles et l'absence d'un apport en capital fait au titre d'un placement comptabilisé à la valeur de consolidation lié à un appel de fonds au premier trimestre de 2020.

La baisse des acquisitions d'immobilisations corporelles au premier trimestre de 2021 a découlé surtout de l'absence de coûts de construction liés aux projets de pipeline du nord-est de la Colombie-Britannique, dont la plupart ont été achevés au premier trimestre de 2020, de l'incidence de la baisse du taux de change pour les dépenses libellées en dollars américains et au recul des charges liées à l'amélioration des réseaux de Washington Gas, le tout en partie contrebalancé par les coûts de construction attribuable à l'agrandissement de Nig Creek. Les cessions d'immobilisations corporelles et de placements comptabilisés à la valeur de consolidation au premier trimestre de 2020 renvoient surtout respectivement au produit de la cession du portefeuille de production décentralisée américain et à la cession d'ACI.

Le capital investi au premier trimestre de 2021 a compris des dépenses en immobilisations liées à l'entretien de 4 millions de dollars (néant en 2020) dans le secteur Intermédiaire et de 5 millions de dollars (14 millions de dollars en 2020) pour les actifs d'électricité restants du secteur Siège social/autres. Le capital d'entretien pour le secteur Intermédiaire au premier trimestre de 2021 était principalement lié à l'installation de Ferndale. La diminution des dépenses en immobilisations liées à l'entretien du secteur Siège social/autres a essentiellement découlé de l'absence d'un entretien planifié à la centrale Blythe au premier trimestre de 2020.

Gestion du risque

Risques liés à la COVID-19

Alors que la pandémie de la COVID-19 est toujours présente, les gouvernements des régions touchées où AltaGas exerce ses activités maintiennent les mesures destinées à contenir l'épidémie, notamment des fermetures et restrictions imposées aux entreprises, des limitations de déplacement et la fermeture de frontières, des quarantaines et des mesures restrictives concernant les rassemblements et autres événements. L'issue et la durée de la pandémie restent incertaines, et la magnitude de la pandémie ne cesse d'évoluer. Il n'est donc pas possible actuellement de quantifier avec précision les répercussions de la pandémie sur les activités ou les résultats financiers d'AltaGas.

Au début de 2020, AltaGas, en collaboration avec ses filiales, a mobilisé une équipe d'intervention face à la pandémie afin de suivre la progression de la COVID-19 et de s'assurer que la Société réagisse rapidement et de manière appropriée. Des plans de continuité et des mesures de préparation ont été mis en place dans chacun des secteurs d'AltaGas, la préoccupation première étant de préserver le bien-être du personnel. Jusqu'à présent, AltaGas a été en mesure de relever les défis liés à la COVID-19 sans trop perturber ses activités et son entreprise.

AltaGas a identifié les éléments suivants comme étant des incidences directes ou indirectes potentielles de la pandémie sur son entreprise et ses activités :

- Employés et personnel clés : L'incapacité généralisée du personnel d'AltaGas ou des sous-traitants de la Société à remplir leurs fonctions aurait un effet négatif sur la capacité d'AltaGas à poursuivre ses activités normales dans les secteurs Services publics, Intermédiaire et Siège social/autres. Jusqu'à présent, AltaGas n'a pas eu à composer avec l'indisponibilité d'une partie importante des membres de son personnel en raison de préoccupations liées à la pandémie.
- Retour au travail : AltaGas pourrait avoir à engager des coûts supplémentaires pour adapter les lieux de travail en fonction des exigences applicables à la santé et la sécurité à mesure qu'elle réintégrera son personnel sur place. L'arrivée de nouvelles vagues du virus ou de ses variants, ou encore des retards dans la disponibilité ou la distribution des vaccins pourraient obliger AltaGas à réviser ces plans de réintégration ou à retarder leur mise en œuvre. Si elle n'était pas en mesure de protéger efficacement sa main-d'œuvre contre la transmission du virus, AltaGas pourrait être contrainte de ralentir ses efforts de réintégration ou de faire marche arrière, et pourrait faire face à des dommages-intérêts.
- Infrastructure informatique, cybersécurité et protection des renseignements personnels : Depuis le début de la pandémie mondiale, le volume et la sophistication des cyberattaques ciblées ont augmenté. Les mesures d'adaptation à la pandémie, comme le télétravail et l'accès à distance aux systèmes de la Société, peuvent présenter un risque accru lié à la cybersécurité et à la protection des renseignements personnels, et exercer des pressions supplémentaires sur l'infrastructure informatique de la Société. Une défaillance de cette infrastructure pourrait sérieusement limiter la capacité d'AltaGas à poursuivre ses activités normales. Jusqu'à présent, les systèmes d'AltaGas ont bien fonctionné et n'ont pas subi de répercussions importantes découlant d'un problème d'infrastructure informatique.
- Risque de contrepartie et de fournisseur : Il existe une possibilité accrue que les contreparties aux contrats et les fournisseurs manquent à leurs obligations envers AltaGas. Pareil manquement d'une contrepartie ou d'un fournisseur important pourrait avoir une incidence défavorable sur les activités et les résultats financiers d'AltaGas. Jusqu'à présent, les cas de force majeure invoqués par les contreparties concernant les actifs d'AltaGas en raison de la COVID-19 n'ont pas été très importants.

Si ces risques se concrétisaient, la capacité de la Société à mener à bien ses plans d'affaires pour 2021 pourrait être compromise.

Incertitude politique et désordre public

L'incertitude règne quant au climat politique dans les territoires où AltaGas exerce ses activités. Des changements dans les conditions sociales, politiques, réglementaires ou économiques, ou dans les lois et politiques régissant l'environnement, l'aménagement, la fiscalité, le commerce extérieur, les investissements ou l'énergie pourraient avoir un effet négatif important sur l'entreprise et ses activités.

Récemment, des incidents importants de désordre public ont eu lieu dans certaines régions où AltaGas exerce ses activités. Dans la mesure où le désordre public entraîne une perturbation des réseaux de transport, des dommages physiques aux

infrastructures, des actes de violence ou de destruction, le personnel, les installations et les activités d'AltaGas pourraient être mis en péril, et les résultats financiers et d'exploitation pourraient être compromis.

Autres

Dans le cours normal de ses activités, AltaGas est exposée à divers risques de marché qui peuvent avoir une incidence sur ses bénéfices et ses flux de trésorerie. AltaGas conclut des contrats prévoyant la livraison et des contrats de dérivés financiers pour gérer son exposition aux fluctuations des prix des produits de base et des taux de change, et pour optimiser certains actifs de gaz naturel qu'elle détient et gère. Le conseil d'administration d'AltaGas a élaboré une politique de gestion du risque pour la Société qui constitue le cadre de contrôle de la gestion du risque d'AltaGas. Les instruments dérivés sont régis par cette politique et y sont assujettis. Au 31 mars 2021 et au 31 décembre 2020, la juste valeur des dérivés de la Société était comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	31 mars 2021	31 décembre 2020
Gaz naturel	(94) \$	(69) \$
Exportations énergétiques	59	(31)
Différentiel de fractionnement de LGN	(22)	(6)
Électricité	(29)	(29)
Pétrole brut et LGN	(7)	1
Change	16	23
Passif dérivé net	(77) \$	(111) \$

Sommaire des contrats de gestion du risque

Contrats sur les prix des produits de base

- Le différentiel de fractionnement de LGN moyen indicatif au comptant pour les trois mois clos le 31 mars 2021 a été d'environ 24 \$/b, y compris les écarts de base (2 \$/b en 2020). Le différentiel de fractionnement de LGN moyen réalisé par AltaGas (fondé sur le prix au comptant moyen et les prix couverts réalisés, y compris les écarts de base) pour les trois mois clos le 31 mars 2021 a été d'environ 15 \$/b, y compris les écarts de base (12 \$/b en 2020).
- Pour 2021, AltaGas estime qu'en moyenne environ 9 500 b/j de LGN seront exposés aux différentiels de fractionnement, compte non tenu des activités de couverture. Des couvertures sont en place pour environ 92 % des volumes de LGN exposés aux différentiels de fractionnement, compte tenu des couvertures internes.
- À RIPET et à Ferndale, les marges sur le prix des LGN sont protégées par les programmes de couverture exhaustifs d'AltaGas. Pour les volumes de propane et de butane qui ne devraient pas être visés par des ententes tarifaires à RIPET et Ferndale, environ 45 % des volumes sont actuellement couverts financièrement à un écart entre le Far East Index (FEI) et Mont Belvieu et le FEI et Conway, les écarts du propane étant d'environ 11 \$ US/b. En les combinant avec les volumes couverts par des ententes tarifaires aux installations, cela correspond à environ 60 % des volumes d'exportation prévus visés par des ententes tarifaires ou couverts financièrement, ou les deux. Comme il en a été question par le passé dans les documents d'information, AltaGas entend gérer les installations d'exportation de sorte que l'expansion de la capacité annuelle soit visée par des ententes tarifaires, et prévoit atteindre cet objectif au cours des prochaines années.

Contrats de change à terme

Les contrats de change à terme suivants étaient en cours au 31 mars 2021 :

Contrats de change à terme	Montant notionnel (en millions de dollars US)	Durée	Taux de change moyen pondéré	Juste valeur
Ventes – contrats de change à terme (\$ US)	20 \$ US	Moins de 1 an	1,3574	2 \$
Achats – contrats de change à terme (\$ US)	277 \$ US	Moins de 1 an	1,2635	(5) \$
Ventes – swaps de change	254 \$ US	Moins de 1 an	1,3329	19 \$

Pour les trois mois clos le 31 mars 2021, AltaGas a comptabilisé un gain réalisé après impôts de 7 millions de dollars au titre des contrats de change à terme. Il n'y avait aucun contrat de change en cours pendant le premier trimestre de 2020.

Instruments liés aux conditions météorologiques

- Pour les trois mois clos le 31 mars 2021, aucuns gains ni aucunes pertes avant impôts n'ont été comptabilisés au titre des dérivés sur degrés-jours de chauffage (DJC) et des dérivés sur degrés-jours de réfrigération (DJR) (pertes avant impôts de 3 millions de dollars en 2020).

Incidence des instruments dérivés sur les états des résultats consolidés

Le tableau ci-dessous présente les gains latents (pertes latentes) sur les instruments dérivés, tels qu'ils sont présentés dans les états des résultats consolidés de la Société :

	Trois mois clos les 31 mars	
(en millions de dollars)	2021	2020
Gaz naturel	(7) \$	16 \$
Exportations énergétiques	78	86
Pétrole brut et LGN	6	—
Différentiel de fractionnement de LGN	(16)	14
Électricité	2	(1)
Change	(8)	—
	55 \$	115 \$

Pour plus de précisions sur les activités de gestion du risque d'AltaGas, se reporter à la note 23 des états financiers consolidés annuels de 2020 et à la note 14 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 31 mars 2021 et pour les trois mois clos à cette date.

Liquidités

En raison de certains engagements pris avec la PSC du DC, la PSC du Maryland et la SCC de la Virginie dans le cadre de l'acquisition de WGL en 2018, Washington Gas est soumise à certaines restrictions au moment de verser des dividendes à AltaGas. Toutefois, AltaGas ne s'attend pas à ce que ces restrictions aient une incidence sur sa capacité de respecter ses obligations.

De plus, Wrangler SPE LLC et Washington Gas ont pris certains engagements d'isolement envers la PSC du DC, la PSC du Maryland et la SCC de la Virginie afin que Washington Gas ne fasse plus partie des biens visés par une éventuelle procédure en faillite d'AltaGas et des membres de son groupe autres que Washington Gas et Wrangler SPE LLC (collectivement, les «entités isolées»). Grâce à ces mesures d'isolement, les actifs des entités isolées ne pourront pas servir à régler les dettes ou les obligations contractuelles d'AltaGas ou de toute entité non isolée, notamment une dette ou une obligation contractuelle d'AltaGas, et les entités isolées ne seront aucunement responsables des dettes ou des obligations contractuelles des entités non isolées et vice versa.

	Trois mois clos les 31 mars	
(en millions de dollars)	2021	2020
Flux de trésorerie d'exploitation	605 \$	475 \$
Activités d'investissement	(191)	127
Activités de financement	(412)	(338)
Augmentation de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et des liquidités soumises à restrictions	2 \$	264 \$

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie d'exploitation ont augmenté de 130 millions de dollars pour les trois mois clos le 31 mars 2021, comparativement à la période correspondante de 2020, en raison principalement de la hausse du bénéfice net après impôts (après ajustement des éléments sans effet de trésorerie), contrebalancée en partie par un écart défavorable de la variation nette des actifs et passifs d'exploitation. La majorité de l'écart de la variation nette des actifs et des passifs d'exploitation a découlé de la baisse des flux de trésorerie tirés des débiteurs et des stocks en raison des fluctuations des prix des produits de base et des volumes des ventes, de températures en général plus froides là où le secteur Services publics exerce ses activités et de l'ajout des actifs de Petrogas, le tout en partie contrebalancé par une hausse des flux de trésorerie tirés des crédateurs et charges à payer attribuable aux fluctuations des volumes et des prix et à l'ajout du passif de Petrogas, ainsi que par la hausse des flux de trésorerie liés aux actifs réglementaires et aux passifs réglementaires découlant de températures plus froides là où le secteur Services publics exerce ses activités.

Fonds de roulement

<i>(en millions de dollars, sauf le ratio du fonds de roulement)</i>	31 mars 2021	31 décembre 2020
Actif à court terme	2 596 \$	2 497 \$
Passif à court terme	2 111	2 607
Fonds de roulement (déficit)	485 \$	(110) \$
Ratio du fonds de roulement ¹	1,23	0,96

1) Correspond à l'actif à court terme divisé par le passif à court terme.

L'amélioration du fonds de roulement découle surtout du reclassement d'actifs détenus à des fins de vente liés à la vente de la majorité des activités sur les produits de base de WGL Midstream, et de la baisse des créiteurs et charges à payer et de la dette à court terme, le tout en partie contrebalancé par le reclassement de passifs liés aux actifs détenus à des fins de vente, et à la baisse des débiteurs et des stocks. Le fonds de roulement d'AltaGas fluctue dans le cours normal des activités.

Activités d'investissement

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour les trois mois clos le 31 mars 2021 ont été de 191 millions de dollars, comparativement à des flux de trésorerie tirés des activités d'investissement de 127 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. Les activités d'investissement pour les trois mois clos le 31 mars 2021 ont compris principalement des dépenses d'environ 188 millions de dollars pour des immobilisations corporelles et des actifs incorporels, et des apports d'environ 3 millions de dollars liés à des placements comptabilisés à la valeur de consolidation. Les activités d'investissement pour les trois mois clos le 31 mars 2020 ont compris principalement un produit d'environ 376 millions de dollars tiré de la cession d'ACI et un produit de 4 millions de dollars tiré de ventes d'actifs, contrebalancés en partie par des dépenses d'environ 189 millions de dollars pour des immobilisations corporelles et des actifs incorporels et des apports d'environ 64 millions de dollars liés à des placements comptabilisés à la valeur de consolidation.

Activités de financement

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement pour les trois mois clos le 31 mars 2021 ont été de 412 millions de dollars, contre 338 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. Pour les trois mois clos le 31 mars 2021, les activités de financement ont compris principalement des remboursements nets de 239 millions de dollars sur la dette à court terme et la dette à long terme, le remboursement net aux termes de facilités de crédit de 632 millions de dollars, l'émission de dette à long terme de 546 millions de dollars, des dividendes de 84 millions de dollars, des distributions aux participations ne donnant pas le contrôle de 7 millions de dollars des apports de participations ne donnant pas le contrôle de 1 million de dollars, et le produit d'actions émises à l'exercice d'options totalisant 3 millions de dollars. Pour les trois mois clos le 31 mars 2020, les activités de financement ont compris principalement des remboursements nets de 706 millions de dollars sur la dette à court terme et la dette à long terme, des dividendes de 84 millions de dollars, des distributions de 10 millions de dollars aux participations ne donnant pas le contrôle, contrebalancés en partie par les émissions nettes de 454 millions de dollars aux termes de facilités de crédit et d'apports de 3 millions de dollars des participations ne donnant pas le contrôle. Les dividendes versés aux porteurs d'actions ordinaires et d'actions privilégiées d'AltaGas pour les trois mois clos le 31 mars 2021 ont totalisé 84 millions de dollars (84 millions de dollars en 2020).

Sources de financement

Dans sa gestion du capital, AltaGas vise à maintenir ses notes de première qualité, à s'assurer d'avoir des liquidités appropriées, à optimiser la rentabilité de ses actifs existants et à accroître son infrastructure énergétique afin de créer de la valeur à long terme et d'améliorer le rendement pour les investisseurs. La structure du capital d'AltaGas inclut les capitaux propres (y compris les participations ne donnant pas le contrôle) ainsi que la dette à court terme et à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an), moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie.

Le choix entre le financement par capitaux d'emprunt ou par capitaux propres dépend de la structure du capital d'AltaGas, qui est établie en fonction des normes et des risques associés aux activités et à la stabilité et à la durabilité des flux de trésorerie.

<i>(en millions de dollars, sauf la dette nette sur le total de la capitalisation)</i>	31 mars 2021	31 décembre 2020
Dette à court terme ¹	— \$	236 \$
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	360	360
Dette à long terme ²	7 497	7 626
Total de la dette	7 857	8 222
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie	(52)	(32)
Dette nette	7 805 \$	8 190 \$
Avoir des actionnaires	7 193	7 041
Participations ne donnant pas le contrôle	635	620
Total de la capitalisation	15 633 \$	15 851 \$
Dette nette sur le total de la capitalisation (%)	50	52

1) Aux fins du calcul de la dette nette, la dette à court terme exclut le financement de projets de tiers reçu pour le compte du gouvernement fédéral pour fournir des fonds pour la construction de projets de services de gestion énergétique. Étant donné que cette dette a été contractée pour le compte du gouvernement américain, AltaGas aura à la rembourser seulement si le projet n'est pas achevé ni accepté par le gouvernement. Au 31 mars 2021, le solde de financement de projets exclus de la dette à court terme dans le tableau ci-dessus était de 8 millions de dollars (20 millions de dollars au 31 décembre 2020).

2) Déduction faite des frais d'émission de la dette de 46 millions de dollars au 31 mars 2021 (43 millions de dollars au 31 décembre 2020).

Au 31 mars 2021, le total de la dette d'AltaGas se composait essentiellement de billets à moyen terme en cours de 4,6 milliards de dollars (4,0 milliards de dollars au 31 décembre 2020), de la dette à long terme de WGL et de Washington Gas de 2,1 milliards de dollars (2,1 milliards de dollars au 31 décembre 2020), ce qui reflète des ajustements à la juste valeur à l'acquisition, la dette à long terme de SEMCO de 631 millions de dollars (641 millions de dollars au 31 décembre 2020), une tranche de 302 millions de dollars tirée de facilités de crédit bancaire (934 millions de dollars au 31 décembre 2020) et de la dette à long terme de 8 millions de dollars (256 millions de dollars au 31 décembre 2020). En outre, AltaGas avait des lettres de crédit en cours totalisant 234 millions de dollars (230 millions de dollars au 31 décembre 2020).

Au 31 mars 2021, le total de la capitalisation boursière d'AltaGas s'établissait à environ 5,9 milliards de dollars, soit environ 280 millions au titre d'actions ordinaires en circulation à un cours de clôture au 31 mars 2021 de 20,94 \$ l'action ordinaire.

Le multiple de couverture des intérêts par les bénéfices d'AltaGas pour les douze mois clos le 31 mars 2021 était de 2,3 fois (2,4 fois pour les douze mois clos le 31 mars 2020).

Facilités de crédit (en millions de dollars)	Capacité d'emprunt	Emprunté au 31 mars 2021	Emprunté au 31 décembre 2020
Facilités de crédit à vue d'AltaGas ^{1, 2}	70 \$	— \$	— \$
Facilités de crédit renouvelables d'AltaGas ^{1, 2}	3 436	297	802
Facilités de crédit de 150 millions de dollars US de SEMCO Energy ^{1, 2}	189	5	80
Facilité de crédit renouvelable de 250 millions de dollars US de WGL ^{1, 2, 3}	314	161	132
Facilité de crédit renouvelable de 450 millions de dollars US de Washington Gas ^{1, 2, 3}	566	91	363
Facilités de crédit renouvelables de Petrogas	206	—	57
	4 781 \$	554 \$	1 434 \$

1) Montant tiré au 31 mars 2021 converti au taux en vigueur à la fin du mois (1 \$ US = 1,2575 \$ CA) (1 \$ US = 1,2732 \$ CA au 31 décembre 2020).

2) La totalité de la capacité d'emprunt en dollars américains a été convertie au taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien à la fin du mois au 31 mars 2021.

3) Les montants prélevés comprennent du papier commercial garanti par des facilités de crédit à long terme. Sous réserve de l'approbation des banques, WGL et Washington Gas peuvent demander jusqu'à 100 millions de dollars américains d'emprunts supplémentaires sur leurs facilités de crédit respectives, pour un total respectivement de 350 millions de dollars américains et 550 millions de dollars américains.

Outre les facilités susmentionnées, AltaGas a des facilités de lettres de crédit à vue de 464 millions de dollars (330 millions de dollars au 31 décembre 2020). Au 31 mars 2021, des lettres de crédit de 233 millions de dollars (229 millions de dollars au 31 décembre 2020) avaient été émises aux termes de ces facilités et moins de 1 million de dollars (1 million de dollars au 31 décembre 2020) avaient été émis aux termes des facilités de crédit renouvelables de la Société.

WGL et Washington Gas ont recours à la dette à court terme sous forme de papier commercial ou d'emprunt bancaire à court terme non garanti pour financer les besoins saisonniers de liquidités. Les facilités de crédit renouvelables confirmées sont maintenues à un montant égal ou supérieur à la position en papier commercial maximale attendue. Au 31 mars 2021, le papier commercial en circulation totalisait 252 millions de dollars américains pour WGL et Washington Gas (495 millions de dollars américains au 31 décembre 2020).

Les facilités d'emprunt sont assorties de clauses restrictives habituelles pour ces types de facilités qui doivent être respectées à la fin de chaque trimestre. AltaGas et ses filiales ont respecté l'ensemble des clauses restrictives financières chaque trimestre depuis la mise en place des facilités. AltaGas et ses filiales respectaient également les exigences liées à l'acte de fiducie de ses billets à moyen terme au 31 mars 2021 et au 31 décembre 2020.

Le tableau suivant résume les principales clauses restrictives financières de la Société aux termes des facilités de crédit :

Ratios	Exigences des clauses restrictives	Au 31 mars 2021
Ratio dette bancaire/capital investi ^{1, 2}	pas plus de 65 %	moins de 50 %
Ratio BAIIA bancaire/intérêts débiteurs ^{1, 2}	pas moins de 2,5x	plus de 4,0x
Ratio dette bancaire/capital investi (SEMCO) ^{2, 3}	pas plus de 60 %	moins de 41 %
Ratio BAIIA bancaire/intérêts débiteurs (SEMCO) ^{2, 3}	pas moins de 2,25x	plus de 9,0x
Ratio dette bancaire/capital investi (WGL) ^{2, 4}	pas plus de 65 %	moins de 42 %
Ratio dette bancaire/capital investi (Washington Gas) ^{2, 4}	pas plus de 65 %	moins de 45 %
Ratio dette capitalisée/BAIIA (Petrogas) ^{2, 5}	pas plus de 3,00x	moins de 1,0x
Ratio total de la dette/BAIIA (Petrogas) ^{2, 5}	pas plus de 4,00x	moins de 1,0x
Ratio de couverture des charges fixes (Petrogas) ^{2, 5}	pas moins de 1,25x	plus de 10,0x

1) Calculés d'après la convention de facilité de crédit de 1,2 milliard de dollars américains de la Société, qui se trouve sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com. Les clauses restrictives sont équivalentes et applicables à toutes les facilités de crédit consenties à la Société.

2) Montants estimatifs, assujettis à d'autres rajustements.

3) Le ratio BAIIA bancaire/intérêts débiteurs (SEMCO) et le ratio dette bancaire/capital investi (SEMCO) sont établis d'après les états financiers consolidés de SEMCO, et le calcul est semblable à celui du ratio dette bancaire/capital investi et du ratio BAIIA bancaire/intérêts débiteurs.

4) Le ratio dette bancaire/capital investi de WGL est établi d'après les états financiers consolidés de WGL.

5) Calculés d'après la convention de facilité de crédit de Petrogas.

Le 22 février 2021, un prospectus préalable de base d'un capital de 2,5 milliards de dollars visant le placement futur auprès du public de titres de créance ou de capitaux propres a été déposé pour remplacer le prospectus préalable de base daté du 25 septembre 2019. Ainsi, AltaGas a accès aux marchés financiers canadiens en temps opportun au cours de la période de 25 mois de validité du prospectus préalable de base. Au 31 mars 2021, un capital d'environ 2,0 milliards de dollars restait disponible aux termes du prospectus préalable de base.

Le 22 février 2021, AltaGas a déposé un prospectus préalable de base simplifié d'un capital de 2,0 milliards de dollars américains en Alberta et aux États-Unis pour remplacer le prospectus préalable de base simplifié déposé le 21 janvier 2020. Ainsi, AltaGas aura accès aux marchés financiers américains au cours de la période de 25 mois de validité du prospectus préalable de base. Au 31 mars 2021, un capital de 2,0 milliards de dollars américains restait disponible aux termes du prospectus préalable de base.

Opérations entre parties liées

Dans le cours normal de ses activités, AltaGas effectue des transactions avec ses filiales, ses sociétés satellites et ses coentreprises. La nature des transactions avec des parties liées décrites à la note 30 des états financiers consolidés annuels de 2020 n'a pas changé de façon significative.

Informations sur les actions

Au 23 avril 2021

Émises et en circulation

Actions ordinaires	279 705 403
Actions privilégiées	
Série A	6 746 679
Série B	1 253 321
Série C	8 000 000
Série E	8 000 000
Série G	6 885 823
Série H	1 114 177
Série K	12 000 000
Émises	
Options sur actions	9 839 667
Options sur actions exerçables	4 306 514

Dividendes

AltaGas déclare et verse des dividendes mensuels à ses porteurs d'actions ordinaires. Les dividendes sur les actions privilégiées sont versés tous les trimestres. Le versement de dividendes relève de la discrétion du conseil d'administration qui passe régulièrement en revue leurs montants en fonction des flux de trésorerie d'exploitation durables et continus, des dépenses en immobilisations liées à l'entretien et à la croissance, et des obligations de remboursement des dettes d'AltaGas.

Le tableau suivant résume l'historique des dividendes déclarés par AltaGas :

Dividendes sur actions ordinaires

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020
<i>(en dollars par action ordinaire)</i>		
Premier trimestre	0,249900	\$ 0,240000
Deuxième trimestre	—	0,240000
Troisième trimestre	—	0,240000
Quatrième trimestre	—	0,243300
Total	0,249900	\$ 0,963300

Dividendes sur actions privilégiées – Série A

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020
<i>(en dollars par action privilégiée)</i>		
Premier trimestre	0,191250	\$ 0,211250
Deuxième trimestre	—	0,211250
Troisième trimestre	—	0,211250
Quatrième trimestre	—	0,191250
Total	0,191250	\$ 0,825000

Dividendes sur actions privilégiées – Série B

Exercices clos les 31 décembre			
<i>(en dollars par action privilégiée)</i>			
	2021	2020	
Premier trimestre	0,170690	\$ 0,268030	\$
Deuxième trimestre	—	0,267160	
Troisième trimestre	—	0,183180	
Quatrième trimestre	—	0,176520	
Total	0,170690	\$ 0,894890	\$

Dividendes sur actions privilégiées – Série C

Exercices clos les 31 décembre			
<i>(en dollars américains par action privilégiée)</i>			
	2021	2020	
Premier trimestre	0,330625	\$ 0,330625	\$
Deuxième trimestre	—	0,330625	
Troisième trimestre	—	0,330625	
Quatrième trimestre	—	0,330625	
Total	0,330625	\$ 1,322500	\$

Dividendes sur actions privilégiées – Série E

Exercices clos les 31 décembre			
<i>(en dollars par action privilégiée)</i>			
	2021	2020	
Premier trimestre	0,337063	\$ 0,337063	\$
Deuxième trimestre	—	0,337063	
Troisième trimestre	—	0,337063	
Quatrième trimestre	—	0,337063	
Total	0,337063	\$ 1,348252	\$

Dividendes sur actions privilégiées – Série G

Exercices clos les 31 décembre			
<i>(en dollars par action privilégiée)</i>			
	2021	2020	
Premier trimestre	0,265125	\$ 0,265125	\$
Deuxième trimestre	—	0,265125	
Troisième trimestre	—	0,265125	
Quatrième trimestre	—	0,265125	
Total	0,265125	\$ 1,060500	\$

Dividendes sur actions privilégiées – Série H

Exercices clos les 31 décembre			
<i>(en dollars par action privilégiée)</i>			
	2021	2020	
Premier trimestre	0,195349	\$ 0,292890	\$
Deuxième trimestre	—	0,292020	
Troisième trimestre	—	0,208320	
Quatrième trimestre	—	0,201660	
Total	0,195349	\$ 0,994890	\$

Dividendes sur actions privilégiées – Série I¹

Exercices clos les 31 décembre			
<i>(en dollars par action privilégiée)</i>			
	2021	2020	
Premier trimestre	—	\$ 0,328125	\$
Deuxième trimestre	—	0,328125	
Troisième trimestre	—	0,328125	
Quatrième trimestre	—	0,328125	
Total	—	\$ 1,312500	\$

1) Le 31 décembre 2020, AltaGas a racheté la totalité des actions privilégiées de série I en circulation.

Dividendes sur actions privilégiées – Série K

Exercices clos les 31 décembre				
(en dollars par action privilégiée)		2021		2020
Premier trimestre		0,312500	\$	0,312500 \$
Deuxième trimestre		—		0,312500
Troisième trimestre		—		0,312500
Quatrième trimestre		—		0,312500
Total		0,312500	\$	1,250000 \$

Estimations comptables critiques

Comme la détermination de la valeur de nombreux actifs, passifs, produits et charges dépend des événements futurs, la préparation des états financiers consolidés d'AltaGas requiert l'utilisation d'estimations et d'hypothèses fondées sur un jugement prudent. Sauf comme il est décrit ci-après, les principales conventions comptables d'AltaGas sont demeurées inchangées et figurent dans les notes afférentes aux états financiers consolidés annuels de 2020. Certaines de ces méthodes portent sur des estimations comptables critiques du fait de l'exigence voulant que des jugements particulièrement subjectifs ou complexes soient posés à l'égard de questions qui sont intrinsèquement incertaines, et en raison de la probabilité que des montants sensiblement différents puissent être constatés dans des conditions différentes ou selon des hypothèses différentes.

Les principales estimations comptables d'AltaGas touchent la comptabilisation des produits, les instruments financiers, l'amortissement, la comptabilisation des contrats de location, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres coûts environnementaux, l'évaluation de la dépréciation, l'évaluation des stocks, les impôts sur les bénéfices, les régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite, les actifs et passifs réglementaires, et les éventualités. Pour une analyse complète de ces estimations comptables, se reporter aux états financiers consolidés annuels et au rapport de gestion de 2020 ainsi qu'à la note 2 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 31 mars 2021 et pour les trois mois clos à cette date.

Adoption de nouvelles normes comptables

Le 1^{er} janvier 2021, AltaGas a adopté les Accounting Standards Updates (ASU) suivantes publiées par le Financial Accounting Standards Board (FASB) :

- En décembre 2019, le FASB a publié l'ASU 2019-12, *Income Taxes: Simplifying the Accounting for Income Taxes*. Les modifications apportées par cette ASU simplifient la comptabilisation des impôts en clarifiant certains aspects des lignes directrices en vigueur et en supprimant certaines exceptions aux principes généraux présentés dans l'ASC 740. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.
- En janvier 2020, le FASB a publié l'ASU 2020-01, *Derivatives and Hedging: Clarifying the Interactions between Topic 321, Topic 323, and Topic 815*. Les modifications apportées par cette ASU clarifient l'application de la méthode alternative d'évaluation des instruments de capitaux propres et l'évaluation de contrats à terme non dérivés ou d'options

d'achat achetées en vue d'acquérir des titres de capitaux propres. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

- En mars 2020, le FASB a publié l'ASU 2020-04, *Reference Rate Reform: Facilitation of the Effects of Reference Rate Reform on Financial Reporting*. Les modifications apportées par cette mise à jour prévoient des mesures de simplification facultatives et des exceptions à l'application des PCGR aux modifications de contrats et aux relations de couverture touchées par la réforme des taux de référence si certains critères sont respectés. Ces mesures et exceptions s'appliquent seulement aux contrats, relations de couverture et autres transactions qui utilisent comme taux de référence le London Interbank Offered Rate (LIBOR) ou un autre taux de référence appelé à disparaître en raison de la réforme des taux de référence. Le LIBOR sert de taux de référence pour certaines facilités de crédit d'AltaGas, certains contrats de location-financement (preneur) pour véhicules et des frais comptables de dérivés de vente de produits de base. La disparition du LIBOR nécessitera la modification de ces ententes en vue de remplacer le LIBOR par un autre taux d'intérêt. Ainsi, AltaGas a choisi comme politique d'adopter les mesures de simplification facultatives aux modifications de contrats liés à ces ententes le 1^{er} janvier 2021 de manière prospective. Par suite de l'application de ces mesures de simplification facultatives, les modifications aux contrats attribuables au LIBOR ne devraient pas avoir un effet important sur les états financiers consolidés d'AltaGas. AltaGas continue de faire le suivi des activités des organismes de réglementation et des institutions financières afin d'assurer la transition à un autre taux de référence, et de continuer à revoir d'autres ententes ayant comme taux de référence le LIBOR. Par conséquent, AltaGas peut continuer de faire des choix facultatifs dans l'avenir.

Modifications futures de conventions comptables

En août 2020, le FASB a publié l'ASU 2020-06, *Debt with Conversion and Other Options and Topic 815-40 - Derivatives and Hedging - Contracts in Entity's Own Equity: Accounting for Convertible Instruments and Contract in an Entity's Own Equity*. Les modifications apportées par cette mise à jour simplifient la comptabilisation de certains instruments financiers ayant des caractéristiques de passifs et de capitaux propres, y compris des instruments convertibles et des contrats dans les capitaux propres d'une entité. Ces modifications s'appliquent aux entités commerciales du secteur public qui répondent à la définition de déposant inscrit auprès de la Securities and Exchange Commission (SEC), à l'exception des entités pouvant répondre à la définition de petit émetteur assujetti (ou Smaller Reporting Company) de la SEC, pour les exercices ouverts après le 15 décembre 2021, y compris les périodes intermédiaires comprises dans ces exercices. Pour toutes les autres entités, les modifications s'appliquent aux périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2023. Une application anticipée est permise. L'adoption de cette norme ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

Arrangements hors bilan

AltaGas n'a pas conclu d'arrangements hors bilan importants au cours des trois mois clos le 31 mars 2021. Pour plus d'information sur les arrangements hors bilan, se reporter aux états financiers consolidés audités et au rapport de gestion au 31 décembre 2020 et pour l'exercice clos à cette date.

Contrôles et procédures de communication de l'information à l'égard de l'information financière

La direction, y compris le chef de la direction et le chef des finances, a la responsabilité d'établir et de maintenir les contrôles et procédures de communication de l'information (CPCI) et le contrôle interne à l'égard de l'information financière (CIIF), tels qu'ils sont définis dans le Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs. Ce règlement vise à améliorer la qualité, la fiabilité et la transparence des documents déposés ou transmis en vertu des lois sur les valeurs mobilières.

La direction, y compris le chef de la direction et le chef des finances, a conçu, ou fait concevoir sous sa supervision, des CPCI et un CIIF pour fournir une assurance raisonnable que l'information devant être communiquée par AltaGas dans ses rapports annuels, intermédiaires et dans les autres rapports déposés ou présentés en vertu des lois sur les valeurs mobilières est portée à son attention, qu'elle est présentée en temps opportun, que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de publication conformément aux PCGR des États-Unis.

Le CIIF a été conçu selon le cadre établi dans le document de 2013 intitulé Internal Control – Integrated Framework publié par le Committee of Sponsoring Organizations (COSO) de la Treadway Commission.

La direction a conçu le CIIF actuel pour pouvoir présenter les informations connexes consolidées de façon exhaustive et exacte. Au cours de la période couverte par le présent rapport de gestion, à l'exception des modifications apportées au CIIF relativement à l'acquisition de Petrogas, il n'y a eu aucune modification apportée au CIIF d'AltaGas qui ait eu, ou qui pourrait raisonnablement avoir, une incidence importante sur le CIIF ou les CPCI. AltaGas ne croit pas que les modifications apportées aux processus à l'égard de la pandémie de COVID-19 aient eu une incidence importante sur le CIIF.

Limitation de portée

Conformément aux dispositions du Règlement 52-109, ainsi qu'aux lignes directrices de la SEC, la portée de l'évaluation ne comprend pas le CIIF lié à Petrogas, dont l'acquisition a eu lieu le 15 décembre 2020. Selon ces dispositions, l'émetteur peut exclure de ses attestations une entreprise qu'il a acquise au plus tôt 365 jours avant la clôture de l'exercice de l'émetteur. Ainsi, les contrôles, politiques et procédures relatifs à l'acquisition de Petrogas ont été exclus de l'évaluation par la direction de la conception du CIIF d'AltaGas au 31 mars 2021. AltaGas continue d'évaluer l'efficacité des CPCI trimestriellement et du CIIF annuellement. Le sommaire de l'information financière de Petrogas, présenté dans les états financiers consolidés audités au 31 mars 2021 et pour la période close à cette date, comprend des actifs totalisant environ 2,6 milliards de dollars et des produits d'environ 1,1 milliard de dollars.

Il est à noter qu'un système de contrôle, peu importe la qualité de sa conception et de son fonctionnement, n'offre qu'une assurance raisonnable, et non absolue, que les objectifs du système de contrôle sont atteints. En raison des limites inhérentes à tous les systèmes de contrôle, aucune évaluation des contrôles ne peut donner une assurance absolue que tous les enjeux liés aux contrôles, y compris la fraude, le cas échéant, ont été décelés. La conception de tout système de contrôle est aussi fondée en partie sur certaines hypothèses quant à la probabilité d'événements futurs et rien ne peut garantir qu'un système d'une conception donnée réussira à atteindre ses objectifs fixés dans toutes les circonstances possibles.

Sommaire des résultats consolidés des huit derniers trimestres¹

(en millions de dollars)	T1-21	T4-20	T3-20	T2-20	T1-20	T4-19	T3-19	T2-19
Total des produits	3 085	1 689	969	1 059	1 869	1 534	888	1 174
BAIIA normalisé ^{2, 3}	674	392	213	206	499	436	173	211
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires	337	48	(47)	21	464	(103)	22	41
(en dollars par action)	T1-21	T4-20	T3-20	T2-20	T1-20	T4-19	T3-19	T2-19
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire								
De base	1,21	0,17	(0,17)	0,08	1,66	(0,37)	0,08	0,15
Dilué	1,20	0,17	(0,17)	0,08	1,66	(0,37)	0,08	0,15
Dividendes déclarés	0,25	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24

1) Les montants ayant été arrondis, la somme des colonnes pourrait ne pas correspondre au total.

2) Mesure financière non conforme aux PCGR. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux PCGR» du présent rapport de gestion.

3) À compter de 2020, la direction n'ajuste plus le BAIIA normalisé pour tenir compte des variations de la juste valeur de stocks optimaux de gaz naturel. Les données des périodes précédentes ont été ajustées pour refléter l'incidence de ce changement.

Les résultats financiers d'un trimestre à l'autre d'AltaGas sont touchés par le caractère saisonnier des activités, les fluctuations des prix des produits de base, les conditions météorologiques, le taux de change américain/canadien, les interruptions de service planifiées et non planifiées, le calendrier des mises en service de nouveaux projets et des activités d'acquisition et de désinvestissement.

En général, les produits du secteur Services publics sont plus élevés aux premier et quatrième trimestres d'un exercice étant donné que la demande de gaz naturel est plus forte au cours de la saison de chauffage, période qui s'échelonne normalement de novembre à mars.

Les autres éléments importants qui ont eu une incidence sur les produits d'un trimestre à l'autre au cours des périodes indiquées comprennent :

- les températures saisonnières plus froides qu'ont connues plusieurs des services publics aux deuxième et troisième trimestres de 2020;
- l'entrée en service commerciale de RIPET au deuxième trimestre de 2019;
- l'incidence de la vente des actifs de production décentralisée aux États-Unis au troisième trimestre de 2019;
- l'incidence de la vente d'AltaGas Pomona Energy Storage Inc. et d'AltaGas Ripon Energy Inc. au troisième trimestre de 2020; et
- l'incidence de l'acquisition de la participation additionnelle dans Petrogas au quatrième trimestre de 2020.

Le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actions ordinaires est également touché(e) par les éléments sans effet sur la trésorerie comme les impôts reportés, la charge d'amortissement, la charge de désactualisation, la provision pour actifs, les gains (les pertes) sur les placements à long terme, et les gains (les pertes) à la vente d'actifs. En outre, le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actions ordinaires est aussi touché(e) par les dividendes sur actions privilégiées. De ce fait, le bénéfice net (la perte nette) ne suit pas nécessairement la même courbe que les produits. Le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actions ordinaires des périodes indiquées a été touché(e) par :

- la baisse de la charge d'amortissement attribuable à l'incidence des ventes d'actifs, partiellement contrebalancée par de nouveaux actifs mis en service;
- l'incidence de la vente des actifs de production décentralisée aux États-Unis au troisième trimestre de 2019;
- l'incidence de la vente de la participation indirecte hors exploitation de WGL Midstream dans Central Penn au quatrième trimestre de 2019;
- des provisions après impôts d'environ 319 millions de dollars comptabilisées au quatrième trimestre de 2019 se rapportant principalement à des actifs du secteur Électricité;
- l'incidence de la vente d'AltaGas Canada Inc. au premier trimestre de 2020;
- l'incidence de la vente d'AltaGas Pomona Energy Storage Inc. et d'AltaGas Ripon Energy Inc. au troisième trimestre de 2020;
- des coûts de transaction après impôts d'environ 18 millions de dollars engagés en 2020 par suite d'acquisitions et de cessions;
- la provision après impôts d'environ 79 millions de dollars comptabilisée au quatrième trimestre de 2020 se rapportant au projet de stockage de gaz naturel d'Alton;
- l'incidence du changement de méthode comptable ayant trait au coût net périodique des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite de Washington Gas au troisième trimestre de 2020;
- l'incidence de l'acquisition de la participation additionnelle dans Petrogas au quatrième trimestre de 2020;
- la provision après impôts d'environ 59 millions de dollars comptabilisée au premier trimestre de 2021 liée à la vente de la majorité des activités liées aux produits de base de WGL Midstream.

AUTRES RENSEIGNEMENTS

DÉFINITIONS

b/j	baril par jour
gpc	milliard de pieds cubes
GJ	gigajoule
GWh	gigawattheure
mpc	millier de pieds cubes
mmpc/j	million de pieds cubes par jour
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure
\$ US	dollar américain

À PROPOS D'ALTAGAS

AltaGas est une société d'infrastructure énergétique exerçant ses activités principalement dans les secteurs Services publics et Intermédiaire. La Société crée de la valeur grâce à l'acquisition, à l'expansion et à l'optimisation de l'infrastructure énergétique, tout en mettant l'accent sur les sources d'énergie propre. Pour en savoir davantage, visitez www.altagas.ca.

Pour obtenir plus de renseignements, veuillez communiquer avec :

Investisseurs

1-877-691-7199