

RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion daté du 31 juillet 2019 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 30 juin 2019 et pour les trois mois et les six 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 30 juin 2019 et pour les trois mois et les six mois clos à cette date et les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion au 31 décembre 2018 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 dollars 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 2018 et pour l'exercice clos à cette date ou dans la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

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», «chercher à», «se proposer de», «envisager», «continuer», «estimer», «se concentrer», «s'efforcer», «prévoir», «s'attendre à», «projeter», «cibler», les termes «potentiel», «objectif», «perspective», «vision», «possibilité» et autres expressions semblables employées 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 date de clôture prévue pour la vente d'actifs de production décentralisée, la vente anticipée d'actifs pour le reste de 2019, les conditions de clôture et l'incidence sur le BAIIA des cessions d'actifs en cours; l'effet de catalyseur prévu de RIPET sur le secteur Intermédiaire; le BAIIA normalisé prévu et les liquidités provenant de l'exploitation normalisées prévues pour la totalité de l'exercice 2019; les taux de croissance et les facteurs de croissance prévus dans les trois secteurs d'activité; l'attente quant à la contribution au BAIIA du secteur Services publics qui sera la plus importante; l'incidence prévue des prix des produits de base, des taux de change et des températures sur le BAIIA normalisé pour 2019; l'exposition aux différentiels de fractionnement avant les activités de couverture; l'exposition à l'écart du prix du propane; les ententes tarifaires prévues; les dépenses en immobilisations nettes prévues; la répartition prévue des dépenses en immobilisations entre les trois secteurs d'activité pour 2019; les sources de financement prévues pour le programme de dépenses en immobilisations de 2019; les coûts estimatifs des projets d'investissement de croissance; les dates de mise en service prévues des projets de croissance; le calendrier prévu des dépenses additionnelles de RIPET; la date de mise en service prévue de Nig Creek; la date prévue de la construction de Townsend 2B, de l'agrandissement de North Pine, du pipeline Mountain Valley, du projet MVP Southgate et du gazoduc Central Penn; le calendrier prévu de la présentation des demandes auprès des organismes de réglementation, des audiences et de leurs décisions; la date de clôture prévue de la vente de deux centrales à la biomasse aux États-Unis; les sources de financement prévues pour combler le déficit du fonds de roulement; les changements futurs aux méthodes comptables et l'adoption de nouvelles normes comptables; et la stratégie à long terme d'AltaGas. 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

réussites 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 : des hypothèses concernant les ventes d'actifs qui devraient se conclure en 2019, le taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain, les initiatives de financement, 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; le calendrier des autorisations réglementaires liées aux projets du secteur Services publics; les facteurs saisonniers; 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 impôts et taxes; le rendement sur les placements; les dividendes; et les coûts de transaction.

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 aux marchés financiers et à la liquidité; la conjoncture économique; le risque lié à la consommation; le risque de marché; le risque de crédit interne; le risque de change; le risque du service de la dette; le risque lié au financement et au refinancement; la valeur marchande des actions ordinaires et d'autres titres; la variabilité des dividendes; les engagements associés à l'approbation réglementaire de l'acquisition de WGL; l'intégration de WGL; le risque lié à la stratégie de croissance; les ventes d'actifs prévues en 2019; la vente possible d'actions additionnelles; les volumes de production; le risque de crédit de contrepartie; la dépendance à certains partenaires; le risque lié à l'approvisionnement en gaz naturel; le risque lié à l'exploitation; les modifications aux lois; les coûts et limites de la gestion des risques; le risque lié à la réglementation; l'incidence des changements climatiques et de la taxe sur le carbone; la construction et l'aménagement; le transport ferroviaire et maritime de RIPET; les litiges; l'infrastructure, le risque lié à la cybersécurité, à l'information et aux systèmes de contrôle; les relations avec les parties prenantes externes, le risque lié à la composition; le caractère adéquat des prix de l'électricité et des ressources; les taux d'intérêt; les garanties; les réclamations découlant de droits fonciers autochtones; le droit à consulter; les pertes insuffisamment ou non assurées; les données météorologiques; les interruptions de service; les accords de représentants; l'approvisionnement en gaz de Cook Inlet; la santé et la sécurité; les participations ne donnant pas le contrôle dans les placements; les coûts de mise hors service, de cessation de l'exploitation et de remise en état; le coût des régimes d'avantages sociaux; les relations de travail, le personnel clé; l'incapacité des fournisseurs de services; les incidents liés aux systèmes techniques et aux processus; les recours collectifs liés aux titres et les poursuites liées aux dérivés; le rendement des placements dans des projets d'énergie renouvelable; la concurrence; la conformité aux lois applicables; 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 2018 et dans d'autres documents d'information continue.

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 inexactes, 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 (la direction) 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.

Organisation d'AltaGas

Les activités d'AltaGas sont exploitées par AltaGas 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 des activités du secteur Intermédiaire, AltaGas Extraction and Transmission Limited Partnership, AltaGas Pipeline Partnership, AltaGas Processing Partnership, AltaGas Northwest Processing Limited Partnership, Harmattan Gas Processing Limited Partnership, Ridley Island LPG Export Limited Partnership, et WGL Midstream Inc. (WGL Midstream); pour ce qui est des activités du secteur Électricité, AltaGas Power Holdings (U.S.) Inc., WGSW, Inc., WGL Energy Systems, Inc. (WGL Energy Systems), et Blythe Energy Inc. (Blythe); et, pour ce qui est des activités du secteur Services publics, Washington Gas Light Company (Washington Gas), Hampshire Gas Company, et SEMCO Energy, Inc. (SEMCO). 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 détient une 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).

Faits saillants du deuxième trimestre

(Le BAIIA normalisé, les liquidités provenant de l'exploitation normalisées, le bénéfice net (perte nette) 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).

- Au deuxième trimestre de 2019, le terminal d'exportation de propane de Ridley Island (RIPET) a été achevé, et la première expédition de propane vers l'Asie a quitté RIPET le 23 mai 2019. Il s'agit de la première installation maritime d'exportation de propane au Canada, et son achèvement devrait agir comme catalyseur pour la croissance du secteur Intermédiaire d'AltaGas;
- Le 2 mai 2019, AltaGas a annoncé avoir conclu une entente pour la vente de la totalité de la participation de WGL Midstream dans Stonewall Gas Gathering System (Stonewall) à une filiale en propriété exclusive de DTE Energy Company pour un produit brut totalisant environ 379 millions de dollars (280 millions de dollars américains). Cette vente, dont la clôture a eu lieu le 31 mai 2019, fait partie des ventes d'actifs prévues pour 2019 et s'inscrit dans la stratégie globale de désendettement de la Société, pour mieux se concentrer sur ses principaux actifs;

- Le 27 mai 2019, AltaGas a annoncé la nomination de D. James Harbilas au poste de premier vice-président à la direction et chef des finances d'AltaGas, avec prise d'effet le 10 juin 2019. M. Harbilas remplace Timothy Watson, qui a occupé ce poste jusqu'au 9 juin 2019;
- Le BAIIA normalisé s'est chiffré à 203 millions de dollars, comparativement à 166 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018;
- Les flux de trésorerie d'exploitation se sont élevés à 203 millions de dollars (0,74 \$ par action), comparativement à 147 millions de dollars (0,82 \$ par action) au deuxième trimestre de 2018;
- Les liquidités provenant de l'exploitation normalisées se sont établies à 120 millions de dollars (0,43 \$ par action), comparativement à 121 millions de dollars (0,67 \$ par action) au deuxième trimestre de 2018;
- Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires s'est élevé à 41 millions de dollars (0,15 \$ par action), comparativement à 1 million de dollars (0,01 \$ par action) au deuxième trimestre de 2018;
- La perte nette normalisée s'est établie à 5 millions de dollars (0,02 \$ par action), comparativement à un bénéfice net normalisé de 23 millions de dollars (0,13 \$ par action) au deuxième trimestre de 2018;
- La dette nette était de 8,1 milliards de dollars au 30 juin 2019, comparativement à 10,1 milliards de dollars au 31 décembre 2018;
- Le ratio de la dette nette sur le total de la capitalisation était de 51 % au 30 juin 2019, contre 57 % au 31 décembre 2018.

Faits saillants après la clôture du trimestre

- Le 22 juillet 2019, AltaGas a annoncé avoir conclu une entente définitive pour la vente de son portefeuille d'actifs de production décentralisée aux États-Unis détenus par ses filiales WGL Energy Systems, Inc. et WGSW, Inc., à TerraForm Power, Inc., une société liée à Brookfield Asset Management, pour un produit brut totalisant environ 720 millions de dollars américains, sous réserve des conditions de clôture habituelles. La clôture de la transaction devrait avoir lieu au troisième trimestre de 2019. La diminution annuelle estimative du BAIIA résultant de la cession de ces actifs est d'environ 70 à 80 millions de dollars.

Revue financière consolidée

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	2019	2018	2019	2018
Produits	1 174	610	3 072	1 488
BAIIA normalisé ¹	203	166	669	388
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	41	1	850	50
Bénéfice net (perte nette) normalisé(e) ¹	(5)	23	196	93
Total de l'actif	21 000	10 876	21 000	10 876
Total du passif à long terme	9 494	4 602	9 494	4 602
Acquisition (cession) d'immobilisations corporelles, montant net	371	124	(829)	190
Dividendes déclarés ²	66	98	133	195
Flux de trésorerie d'exploitation	203	147	630	336
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées ¹	120	121	496	290
Liquidités provenant de l'exploitation ajustées normalisées ¹	102	94	469	254
Liquidités provenant de l'exploitation des services publics ajustées normalisées ¹	34	73	335	213

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
(en dollars par action, sauf les actions en circulation)	2019	2018	2019	2018
Bénéfice net par action ordinaire – de base	0,15	0,01	3,08	0,28
Bénéfice net par action ordinaire – dilué	0,15	0,01	3,08	0,28
Bénéfice net (perte nette) normalisé(e) – de base ¹	(0,02)	0,13	0,71	0,52
Bénéfice net (perte nette) normalisé(e) – dilué(e) ¹	(0,02)	0,13	0,71	0,52
Dividendes déclarés ²	0,24	0,55	0,48	1,10
Flux de trésorerie d'exploitation	0,74	0,82	2,28	1,89
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées ¹	0,43	0,67	1,80	1,63
Liquidités provenant de l'exploitation ajustées normalisées ¹	0,37	0,52	1,70	1,43
Liquidités provenant de l'exploitation des services publics ajustées normalisées ¹	0,12	0,41	1,21	1,20
Actions en circulation – de base (en millions)				
Au cours de la période ³	276	179	276	178
À la fin de la période	277	181	277	181

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 : 0,1825 \$ à compter du 27 novembre 2017 et 0,08 \$ à compter du 27 décembre 2018.

3) Moyenne pondérée

Trois mois clos les 30 juin

Le BAIIA normalisé pour le deuxième trimestre de 2019 s'est établi à 203 millions de dollars, contre 166 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2018. Les facteurs qui ont eu une incidence positive sur le BAIIA normalisé comprennent les apports découlant de l'acquisition de WGL, les apports de RIPET qui est entré en service en mai 2019, la hausse du différentiel de fractionnement réalisé et la hausse de la quote-part des bénéfices provenant de Petrogas. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'incidence de la vente des centrales hydroélectriques du nord-ouest en janvier 2019, l'incidence de la vente des installations de San Joaquin au quatrième trimestre de 2018, l'incidence du premier appel public à l'épargne (PAPE) d'AltaGas Canada Inc. (ACI) en octobre 2018 et l'incidence de la vente d'actifs secondaires du secteur Intermédiaire et du

secteur Électricité en février 2019. Pour les trois mois clos le 30 juin 2019, le taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain a augmenté pour se fixer à 1,34, contre 1,29 pour le trimestre correspondant de 2018, ce qui a donné lieu à une augmentation du BAIIA normalisé d'environ 2 millions de dollars.

Les liquidités provenant de l'exploitation normalisées pour le deuxième trimestre de 2019 se sont établies à 120 millions de dollars (0,43 \$ par action), comparativement à 121 millions de dollars (0,67 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2018. La diminution s'explique essentiellement par la hausse des intérêts débiteurs, en partie contrebalancée par les facteurs qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé. Au deuxième trimestre de 2019, AltaGas a reçu 3 millions de dollars en dividendes sur les actions privilégiées de Petrogas (3 millions de dollars en 2018) et 2 millions de dollars en dividendes sur les actions ordinaires de Petrogas (1 million de dollars en 2018).

Les liquidités provenant de l'exploitation ajustées normalisées pour le deuxième trimestre de 2019 se sont chiffrées à 102 millions de dollars (0,37 \$ par action), comparativement à 94 millions de dollars (0,52 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2018. Les facteurs qui ont eu une incidence sur les liquidités provenant de l'exploitation ajustées au deuxième trimestre de 2019 comprennent ceux signalés pour les liquidités provenant de l'exploitation normalisées, ainsi que la hausse de la trésorerie reçue des participations ne donnant pas le contrôle. Au deuxième trimestre de 2019, AltaGas a payé 17 millions de dollars en dividendes sur les actions privilégiées (16 millions de dollars en 2018).

Les liquidités provenant de l'exploitation des services publics ajustées normalisées pour le deuxième trimestre de 2019 se sont chiffrées à 34 millions de dollars (0,12 \$ par action), comparativement à 73 millions de dollars (0,41 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2018. La diminution s'explique par la hausse de l'amortissement des services publics et par les facteurs qui ont eu une incidence sur les liquidités provenant de l'exploitation ajustées normalisées.

Les charges d'exploitation et d'administration pour le deuxième trimestre de 2019 ont atteint 309 millions de dollars, contre 146 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2018. L'augmentation est surtout attribuable à l'inclusion des charges d'exploitation et d'administration de WGL, partiellement contrebalancée par les ventes d'actifs closes en 2018 et au début de 2019. L'amortissement s'est élevé à 107 millions de dollars pour le deuxième trimestre de 2019, comparativement à 73 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2018. L'augmentation est principalement attribuable à l'amortissement d'actifs acquis dans le cadre de l'acquisition de WGL, partiellement contrebalancé par l'incidence des ventes d'actifs clôturées en 2018 et au premier trimestre de 2019. Les intérêts débiteurs pour le deuxième trimestre de 2019 se sont élevés à 83 millions de dollars, contre 43 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2018. L'augmentation est essentiellement attribuable à l'intérêt sur la dette reprise dans le cadre de l'acquisition de WGL et à la hausse des soldes d'endettement moyen.

AltaGas a comptabilisé un recouvrement d'impôt de 33 millions de dollars au deuxième trimestre de 2019, comparativement à une charge d'impôts de 2 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2018. L'augmentation du recouvrement d'impôts s'explique surtout par la diminution du taux d'imposition dans le cadre de la loi albertaine intitulée *Job Creation Tax Cut*, ainsi que par l'inclusion de l'impôt de WGL.

Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires pour le deuxième trimestre de 2019 s'est chiffré à 41 millions de dollars (0,15 \$ par action), comparativement à 1 million de dollars (0,01 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2018. L'augmentation est principalement attribuable aux facteurs signalés pour le BAIIA normalisé, au gain sur la vente d'actifs et à la baisse de la

charge d'impôts sur les bénéfices, partiellement contrebalancés par la hausse des pertes latentes sur les contrats de gestion du risque, des intérêts débiteurs et de l'amortissement.

La perte nette normalisée s'est chiffrée à 5 millions de dollars (0,02 \$ par action) pour le deuxième trimestre de 2019, comparativement à un bénéfice net normalisé de 23 millions de dollars (0,13 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2018. La diminution s'explique surtout par la hausse des intérêts débiteurs et par la hausse de l'amortissement, en partie contrebalancées par les facteurs susmentionnés pour le BAIIA normalisé. Au deuxième trimestre de 2019, le bénéfice net (la perte nette) a été normalisé (diminution de 46 millions de dollars) pour tenir compte des montants après impôts suivants : les gains à la vente d'actifs, la variation de la juste valeur de stocks optimaux de gaz naturel, les coûts de transaction liés aux acquisitions et cessions, les pertes latentes sur les contrats de gestion du risque, les pertes sur placements, les provisions pour actifs, l'incidence de la modification du taux d'imposition de l'Alberta et les provisions pour placements comptabilisés à la valeur de consolidation. Au deuxième trimestre de 2018, le bénéfice net avait été normalisé (augmentation de 22 millions de dollars) pour tenir compte des montants après impôts suivants : les coûts de transaction liés aux acquisitions, les profits latents sur les contrats de gestion du risque, l'amortissement des coûts de financement relatifs à la facilité de crédit-relais de 2 millions de dollars, les pertes réalisées sur les dérivés de change et les pertes sur les placements. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux PCGR» du présent rapport de gestion.

Six mois clos les 30 juin

Le BAIIA normalisé pour le premier semestre de 2019 s'est chiffré à 669 millions de dollars, comparativement à 388 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. Les facteurs qui ont eu une incidence positive sur le BAIIA normalisé comprennent les apports découlant de l'acquisition de WGL, les apports de RIPET qui est entré en service en mai 2019, la hausse du différentiel de fractionnement réalisé et la hausse de la quote-part des bénéfices provenant de Petrogas. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par l'incidence de la vente des installations de San Joaquin au quatrième trimestre de 2018, l'incidence du PAPE d'ACI en octobre 2018, l'incidence de la vente des centrales hydroélectriques du nord-ouest en janvier 2019 et l'incidence de la vente d'actifs secondaires du secteur Intermédiaire et du secteur Électricité en février 2019. Pour le premier semestre de 2019, le taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain a augmenté pour se fixer à 1,33, contre 1,28 pour la période correspondante de 2018, ce qui a donné lieu à une augmentation du BAIIA normalisé d'environ 7 millions de dollars.

Les liquidités provenant de l'exploitation normalisées pour le premier semestre de 2019 se sont chiffrées à 496 millions de dollars (1,80 \$ par action), comparativement à 290 millions de dollars (1,63 \$ par action) pour la période correspondante de 2018. L'augmentation s'explique surtout par les facteurs signalés pour le BAIIA normalisé et par une baisse de la charge d'impôts exigibles, en partie contrebalancés par la hausse des intérêts débiteurs. Au premier semestre de 2019, AltaGas a reçu 6 millions de dollars en dividendes sur les actions privilégiées de Petrogas (6 millions de dollars en 2018) et 3 millions de dollars en dividendes sur les actions ordinaires de Petrogas (2 millions de dollars en 2018).

Les liquidités provenant de l'exploitation ajustées normalisées pour le premier semestre de 2019 se sont chiffrées à 469 millions de dollars (1,70 \$ par action), comparativement à 254 millions de dollars (1,43 \$ par action) pour la période correspondante de 2018. L'augmentation s'explique principalement par les facteurs signalés pour les liquidités provenant de l'exploitation normalisées et par la hausse de la trésorerie reçue des participations ne donnant pas le contrôle. Au premier

semestre de 2019, AltaGas a payé 35 millions de dollars en dividendes sur les actions privilégiées (33 millions de dollars en 2018).

Les liquidités provenant de l'exploitation des services publics ajustées normalisées pour le premier semestre de 2019 se sont chiffrées à 335 millions de dollars (1,21 \$ par action), comparativement à 213 millions de dollars (1,20 \$ par action) pour la période correspondante de 2018. L'augmentation s'explique par les facteurs signalés pour les liquidités provenant de l'exploitation ajustées normalisées, en partie contrebalancés par la hausse de l'amortissement des services publics. La diminution du montant par action s'explique par le nombre plus élevé d'actions en circulation au premier semestre de 2019 qu'au premier semestre de 2018.

Les charges d'exploitation et d'administration pour le premier semestre de 2019 se sont chiffrées à 659 millions de dollars, comparativement à 287 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. L'augmentation est surtout attribuable à l'inclusion des charges d'exploitation et d'administration de WGL, partiellement contrebalancée par l'incidence du PAPE d'ACI en 2018. L'amortissement pour le premier semestre de 2019 s'est chiffré à 226 millions de dollars, comparativement à 145 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. L'augmentation s'explique surtout par l'amortissement des actifs acquis dans le cadre de l'acquisition de WGL, en partie contrebalancé par l'incidence de ventes d'actifs closes en 2018 et au premier trimestre de 2019. Les intérêts débiteurs pour le premier semestre de 2019 se sont chiffrés à 176 millions de dollars, comparativement à 86 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. L'augmentation est essentiellement attribuable à l'intérêt sur la dette reprise dans le cadre de l'acquisition de WGL et à la hausse des soldes d'endettement moyen.

AltaGas a comptabilisé une charge d'impôts de 94 millions de dollars pour le premier semestre de 2019, en comparaison de 21 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. L'augmentation de la charge d'impôts s'explique surtout par l'impôt sur le produit de la vente de la participation restante dans les centrales hydroélectriques du nord-ouest et par l'impôt sur le résultat de WGL, partiellement contrebalancés par un recouvrement d'impôts découlant d'un ajustement non récurrent du taux d'imposition combiné par suite de l'acquisition de WGL et d'un ajustement du taux d'imposition par suite de l'adoption de la loi *Job Creation Tax Cut* en Alberta.

Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires pour le premier semestre de 2019 s'est élevé à 850 millions de dollars (3,08 \$ par action), comparativement à 50 millions de dollars (0,28 \$ par action) pour la période correspondante de 2018. L'augmentation s'explique surtout par le gain sur la vente de la participation restante d'AltaGas dans les centrales hydroélectriques du nord-ouest et par les facteurs susmentionnés pour le BAIIA normalisé, en partie contrebalancés par la hausse de la charge d'impôts reportés, des intérêts débiteurs et de l'amortissement, et par la baisse des gains latents sur les contrats de gestion du risque.

Le bénéfice net normalisé s'est élevé à 196 millions de dollars (0,71 \$ par action) pour le premier semestre de 2019, comparativement à 93 millions de dollars (0,52 \$ par action) pour la période correspondante de 2018. L'augmentation est principalement attribuable aux facteurs signalés pour le BAIIA normalisé, partiellement contrebalancés par la hausse de la charge d'impôts sur les bénéfices, des intérêts débiteurs et de la charge d'amortissement. Au premier semestre de 2019, le bénéfice net a été normalisé (diminution de 654 millions de dollars) pour tenir compte des montants après impôts suivants : les gains à la vente d'actifs, la variation de la juste valeur de stocks optimaux de gaz naturel, le recouvrement de coûts engagés dans le cadre de l'acquisition de WGL en raison d'un changement au calendrier de certains de ces coûts, les coûts de transaction liés aux acquisitions et cessions, les gains latents sur les contrats de gestion du risque, les pertes sur placements, les provisions

pour actifs, les provisions pour placements comptabilisés à la valeur de consolidation et l'incidence de la modification du taux d'imposition de l'Alberta. Au premier semestre de 2018, le bénéfice net avait été normalisé (augmentation de 43 millions de dollars) pour tenir compte des montants après impôts suivants : les coûts de transaction liés aux acquisitions, les pertes sur placements, l'amortissement des coûts de financement liés à la facilité de crédit-relais de 5 millions de dollars, les gains latents sur les contrats de gestion du risque, la perte réalisée sur les dérivés de change et les gains à la vente d'actifs. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux PCGR» du présent rapport de gestion.

Perspectives pour 2019

Étant donné que l'exercice 2019 sera le premier exercice complet depuis l'intégration de WGL, AltaGas s'attend à enregistrer un BAIIA normalisé annuel d'environ 1,2 à 1,3 milliard de dollars, et des liquidités provenant de l'exploitation normalisées d'environ 850 à 950 millions de dollars. Ces montants tiennent compte des ventes d'actifs dont la clôture a eu lieu ou est prévue en 2019, notamment la vente de la participation restante de 55 % dans les centrales hydroélectriques du nord-ouest close en janvier 2019, la vente de la participation dans Stonewall close en mai 2019 et la vente en cours du portefeuille d'actifs de production décentralisée de WGL. Depuis le début de l'exercice, AltaGas a annoncé ou terminé la vente d'actifs totalisant environ 1,3 milliard de dollars du programme de vente d'actifs prévu de 1,5 à 2,0 milliards de dollars pour 2019.

En 2019, une croissance est prévue dans les secteurs Intermédiaire et Services publics, ainsi que dans le secteur Électricité, si l'on exclut l'incidence de la vente d'actifs. C'est le secteur Services publics qui devrait fournir l'apport le plus grand au BAIIA, suivi des secteurs Intermédiaire et Électricité. Plus particulièrement pour le secteur Services publics, tirer profit des résultats de WGL sur un exercice complet sera le principal facteur de croissance, en plus de l'apport de capital et de la croissance de la base tarifaire. La croissance dans le secteur Intermédiaire sera en grande partie alimentée par les résultats de WGL sur un exercice complet, les apports de RIPET et la hausse de la quote-part des bénéfices provenant de Petrogas. Des ententes conclues récemment avec Black Swan et d'autres producteurs devraient entraîner une augmentation de l'utilisation de l'infrastructure intégrée d'AltaGas dans le nord-est de la Colombie-Britannique, dont l'installation North Pine (North Pine). Finalement, les résultats du secteur Électricité devraient être touchés par la vente d'actifs d'électricité secondaires qui a eu lieu en 2018, ainsi que la vente de la participation restante de 55 % dans les centrales hydroélectriques du nord-ouest, dont la clôture a eu lieu en janvier 2019. Ces éléments seront partiellement contrebalancés par l'apport des activités existantes d'électricité renouvelable sous contrat (avant la cession) et de commercialisation de l'électricité de WGL.

Globalement, les prévisions de BAIIA normalisé et de liquidités provenant de l'exploitation normalisées tiennent compte d'hypothèses concernant la vente d'actifs dont la clôture est prévue pour 2019, le taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien et d'éventuelles initiatives de financement. 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 montant prévu du BAIIA normalisé et des liquidités provenant de l'exploitation normalisées.

AltaGas estime qu'en moyenne, environ 10 000 b/j de LGN seront exposés aux différentiels de fractionnement, compte non tenu des activités de couverture. Pour 2019, AltaGas dispose de couvertures des différentiels de fractionnement pour environ 6 200 b/j à un prix moyen d'environ 40 \$ le baril, en excluant les écarts de base. À RIPET, AltaGas est exposée à l'écart de prix du propane entre les indices nord-américains et le Far East Index pour les contrats qui ne sont pas liés à des ententes tarifaires. AltaGas estime qu'en moyenne, environ 29 000 b/j seront exposés à ces écarts de prix pour le reste de 2019. AltaGas a mis en place des couvertures pour environ 66 % de ces volumes de propane exposés, à un écart moyen de 129 \$ US la tonne

métrique (t) entre le Far East Index et Mont Belvieu. AltaGas entend gérer l'installation de façon à ce que la majeure partie 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, des taux d'intérêt 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 2019.

Facteur	Augmentation ou diminution	Incidence approximative sur le BAIIA normalisé (en millions de dollars)
Différentiel de fractionnement des liquides de gaz naturel ¹	1 \$/b	1
Variation degrés-jours par rapport à la normale précédente – Services publics aux États-Unis ²	5 %	7
Variation du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain	0,05	35
Capacité d'amenée à l'extraction et aux installations de collecte et de traitement sur place	10 %	13
Écart de prix du propane, pour RIPET, entre Mont Belvieu et le Far East Index ³	0,02 \$ US/gal	3

1) Quand environ 63 % des volumes de LGN exposés aux différentiels de fractionnement sont couverts.

2) Les degrés-jours – Services publics aux États-Unis sont associés aux zones servies par SEMCO Gas, ENSTAR et Washington Gas. 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.

3) L'incidence sur le BAIIA 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 1,3 milliard de dollars en 2019. L'approche ciblée et stratégique aux dépenses en immobilisations en 2019 privilégiera les projets qui présentent un potentiel de croissance continu, des profils de risque favorables et les meilleurs rendements ajustés en fonction du risque avec retombées immédiates, alors qu'AltaGas continue d'améliorer son bilan. Le secteur Services publics devrait représenter environ 60 à 65 % du total des dépenses en immobilisations, le secteur Intermédiaire, environ 35 à 40 %, et le Secteur Électricité, le reste. Du total des dépenses en immobilisations en 2019, environ 30 à 40 millions de dollars devraient aller aux dépenses en immobilisations liées à l'entretien des secteurs Intermédiaire et Électricité. Les dépenses en immobilisations d'AltaGas pour le secteur Services publics serviront aux programmes de remplacement accéléré des conduites en Virginie, au Maryland, dans le District de Columbia et au Michigan, à l'ajout de clients et à la construction du pipeline de jonction Marquette. Dans le secteur Intermédiaire, les dépenses en immobilisations devraient servir principalement à l'achèvement de RIPET, à l'agrandissement de Townsend, au projet de développement intégré Aitken Creek, au deuxième train de North Pine, et à l'investissement de WGL dans le développement du gazoduc Mountain Valley. Le secteur Électricité conserve une stratégie de dépenses modérées. La Société continue de se concentrer sur l'amélioration de la productivité et la rationalisation des activités.

Les engagements de dépenses en immobilisations de 2019 d'AltaGas devraient être financés par les flux de trésorerie générés en interne, les ventes d'actifs, le régime de réinvestissement des dividendes et d'achat au comptant facultatif et les emprunts sur les facilités de crédit actuellement consenties dans le cours normal des activités.

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. Une description complète de chaque projet est présentée dans le rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

Projet	Participation d'AltaGas	Coût estimé ¹	Dépenses à ce jour ²	État	Mise en service prévue
Projets du secteur Intermédiaire					
Terminal d'exportation de propane de Ridley Island	70 %	276 millions de dollars (après les recouvrements auprès des partenaires) ⁵	248 millions de dollars (après les recouvrements auprès des partenaires)	RIPET a commencé son exploitation au deuxième trimestre de 2019 avec l'introduction à la mi-avril du propane comme matière première et l'expédition de la première cargaison de propane à destination de l'Asie, le 23 mai 2019. Des dépenses additionnelles liées surtout à la clôture des activités de construction devraient être engagées au troisième trimestre de 2019.	RIPET a été mis en service en mai 2019.
Usine de Nig Creek	50 %	100 millions de dollars	50 millions de dollars	La construction de la deuxième usine (Nig Creek) du projet Aitken Creek est en voie d'achèvement, et la mise en service est prévue au quatrième trimestre de 2019.	T4 2019
Projet de pipelines dans le nord-est de la Colombie-Britannique	De 33 % à 100 %	68 millions de dollars	16 millions de dollars	Ce projet vise la construction de trois pipelines : le pipeline de collecte de gaz Inga (participation de 33 %), le pipeline de liquides de gaz naturel Aitken Creek (participation de 100 %), lequel reliera les installations Aitken Creek au complexe Townsend, et le pipeline latéral Gundy (participation de 100 %). Les travaux de construction de tous les projets sont en cours ou devraient commencer au troisième trimestre de 2019.	T4 2019, sous réserve des approbations réglementaires
Agrandissement de Townsend 2B et de Mercaptan Treating	100 %	165 millions de dollars	59 millions de dollars	La construction a commencé au deuxième trimestre de 2019 et devrait s'achever au premier trimestre de 2020.	T1 2020
Agrandissement de North Pine	100 %	58 millions de dollars	9 millions de dollars	La conception détaillée est achevée. Tout l'équipement nécessitant un long délai de livraison a été commandé et la fabrication est en cours. La construction devrait commencer au troisième trimestre de 2019.	T1 2020
Pipeline Mountain Valley	10 %	350 millions de dollars américains	332 millions de dollars américains	La construction est en cours. Au 30 juin 2019, le projet était terminé à environ 80 %, ce qui comprend la construction de cinq stations de compression et des installations connexes. Au deuxième trimestre de 2019, la date d'achèvement, initialement prévue pour le T4 2019, a été reportée au milieu de 2020 en raison de contestations judiciaires et réglementaires en instance. Malgré ces retards, le risque d'AltaGas est contractuellement plafonné au montant initial des apports estimés de 350 millions de dollars américains.	La mise en service est reportée au milieu de 2020 en raison des contestations juridiques et réglementaires.
Projet MVP Southgate	5 %	20 millions de dollars américains	2 millions de dollars américains	La construction devrait commencer à la fin du premier trimestre de 2020. 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.	Fin de 2020

Agrandissement de Central Penn (Leidy South)	22 %	50 millions de dollars américains	1 million de dollars américains	Les autorisations réglementaires sont attendues au quatrième trimestre de 2020, et la construction devrait commencer au début de 2021.	T4 2021
--	------	-----------------------------------	---------------------------------	--	---------

Projet	Participation d'AltaGas	Coût estimatif ¹	Dépenses à ce jour ²	État	Date de mise en service prévue
Projets du secteur Services publics					
Programmes de remplacement accéléré de conduites – District de Columbia	100 %	Environ 305 millions de dollars américains sur cinq ans, d'octobre 2019 à décembre 2024, plus des dépenses additionnelles au cours des périodes subséquentes	Néant \$ ^{3, 4}	Washington Gas a présenté une demande pour la deuxième étape du programme PROJECTpipes auprès de la Public Service Commission du District de Columbia (PSC du DC). La PSC de DC finalise son calendrier des procédures lié à cette demande.	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 cinq ans, de janvier 2019 à décembre 2023, plus des dépenses additionnelles au cours des périodes subséquentes	21 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 cinq ans, de janvier 2018 à décembre 2022, plus des dépenses additionnelles au cours des périodes subséquentes	118 millions de dollars américains ³	La deuxième étape des programmes de remplacement accéléré 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 de conduites – Michigan	100 %	Environ 50 millions de dollars américains sur cinq ans, de 2015 à 2020	33 millions de dollars américains ³	La troisième étape du programme de remplacement accéléré des conduites maîtresses (MRP3) du Michigan se termine en mai 2020. La demande tarifaire de mai 2019 de SEMCO comprend un nouveau plan quinquennal allant au-delà de 2020, semblable au programme de dépenses actuel d'environ 10 millions de dollars américains par année. Les négociations sur le règlement devraient commencer au troisième trimestre de 2019. La Michigan Public Service Commission (MPSC) devrait rendre une décision le 31 mars 2020 au plus tard.	Les actifs sont mis en service tout au long du programme.
Pipeline de jonction Marquette	100 %	154 millions de dollars américains	55 millions de dollars américains	La construction est avancée et plus de 300 employés contractuels travaillent sur le projet. Les droits de passage et servitudes foncières ont été réglés. L'acceptation sociale, l'interaction avec la collectivité et la couverture médiatique demeurent positives. La mise en service du pipeline est prévue pour novembre 2019.	Fin du T4 2019

- 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 30 juin 2019. Pour les projets de WGL, cela inclut aussi les dépenses avant la clôture de l'acquisition de WGL le 6 juillet 2018.
- 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 et gérées par période de cinq ans. 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.
- 4) Le programme devrait commencer en octobre 2019.
- 5) La quote-part d'AltaGas des coûts initiaux budgétés pour RIPET (après les recouvrements auprès des partenaires) était d'environ 290 millions de dollars.

Compte tenu de la vente en cours du portefeuille de projets de production décentralisée de WGL, l'investissement dans SFGF II, LLC n'est plus inclus dans les projets de croissance d'AltaGas.

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, 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 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	2019	2018	2019	2018
BAIIA normalisé	203 \$	166 \$	669 \$	388 \$
Ajouter (déduire) :				
Coûts de transaction liés aux acquisitions et cessions	(1)	(7)	(13)	(17)
Recouvrement des coûts engagés dans le cadre de l'acquisition	—	—	5	—
Gains latents (pertes latentes) sur les contrats de gestion du risque	(15)	22	16	23
Variations de la juste valeur des stocks optimaux de gaz naturel	10	—	4	—
Participation ne donnant pas le contrôle liée aux placements selon la méthode de la LHVC	(3)	—	(8)	—
Pertes réalisées sur les dérivés de change	—	(36)	—	(36)
Pertes sur placements	(4)	(5)	(3)	(15)
Gains à la vente d'actifs	34	—	720	1
Provision pour actifs	(1)	—	(1)	—
Provisions pour placements comptabilisés à la valeur de consolidation	(2)	—	(2)	—
Frais de mise en valeur	—	—	—	1
Crédits d'impôt à l'investissement liés aux actifs de production décentralisée	(2)	—	(5)	—
Charges de désactualisation	(1)	(3)	(3)	(6)
Gains (pertes) de change	(1)	1	(1)	1
BAIIA	217 \$	138 \$	1 378 \$	340 \$
Ajouter (déduire) :				
Amortissement	(107)	(73)	(226)	(145)
Intérêts débiteurs	(83)	(43)	(176)	(86)
Recouvrement (charge) d'impôt	33	(2)	(94)	(21)
Bénéfice net après impôts (mesure conforme aux PCGR)	60 \$	20 \$	882 \$	88 \$

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 rajusté 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 gains (pertes) latents sur des contrats de gestion du risque, des pertes sur les placements, des coûts de transaction liés aux acquisitions et cessions, du recouvrement des coûts engagés dans le cadre de l'acquisition par suite d'un changement au calendrier lié à certains engagements découlant de l'acquisition de WGL, des gains à la vente d'actifs, des charges de désactualisation liées à la mise hors service d'immobilisations, des pertes réalisées sur des dérivés de change, des provisions pour actifs, des provisions pour placements comptabilisés à la valeur de consolidation, des frais de mise en valeur, des gains (pertes) de change, des crédits d'impôt à l'investissement liés aux actifs de production distribuée, de la participation ne donnant pas le contrôle dans certains placements à l'égard desquels la LHVC est appliquée et des variations de la juste valeur des stocks optimaux de gaz naturel. AltaGas présente le BAIIA normalisé comme mesure supplémentaire. 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 (perte nette) normalisé

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	2019	2018	2019	2018
Bénéfice net (perte nette) normalisé	(5) \$	23 \$	196 \$	93 \$
Ajouter (déduire) après impôts :				
Coûts de transaction liés aux acquisitions et cessions	(1)	(5)	(10)	(16)
Recouvrement des coûts engagés dans le cadre de l'acquisition	—	—	5	—
Gains latents (pertes latentes) sur contrats de gestion du risque	(11)	26	12	26
Variations de la juste valeur des stocks optimaux de gaz naturel	8	—	3	—
Perte réalisée sur les dérivés de change	—	(36)	—	(36)
Pertes sur placements	(4)	(5)	(3)	(13)
Gain à la vente d'actifs	46	—	639	1
Provision pour actifs	(1)	—	(1)	—
Provisions sur placements comptabilisés à la valeur de consolidation	(2)	—	(2)	—
Variation du taux d'impôt prévu par la loi	11	—	11	—
Coûts de financement liés à la facilité de crédit-relais	—	(2)	—	(5)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires (mesure conforme aux PCGR)	41 \$	1 \$	850 \$	50 \$

Le bénéfice net (la perte nette) normalisé représente le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actions ordinaires ajusté pour tenir compte de l'incidence après impôts des gains latents (pertes latentes) sur les contrats de gestion du risque, des pertes sur les placements, des coûts de transaction liés aux acquisitions et aux cessions, du recouvrement des coûts engagés dans le cadre de l'acquisition par suite d'un changement au calendrier lié aux engagements liés à l'acquisition de WGL, des gains à la vente d'actifs, des coûts de financement liés à la facilité de crédit-relais dans le cadre de l'acquisition de WGL, de la perte réalisée sur les dérivés de change, des provisions pour placements comptabilisés à la valeur de consolidation, des provisions pour actifs, de la variation du taux d'imposition prévu par la loi et des variations de la juste valeur des stocks optimaux de gaz naturel. Cette mesure est présentée afin d'améliorer la comparabilité du bénéfice d'AltaGas étant donné qu'elle 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 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	2019	2018	2019	2018
Liquidités provenant de l'exploitation des services publics ajustées normalisées	34 \$	73 \$	335 \$	213 \$
Ajouter (déduire) :				
Amortissement des services publics	68	21	134	41
Liquidités provenant de l'exploitation ajustées normalisées	102 \$	94 \$	469 \$	254 \$
Ajouter (déduire) :				
Trésorerie reçue des participations ne donnant pas le contrôle, montant net	(16)	(6)	(32)	(19)
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien des secteurs Intermédiaire et Électricité	17	17	24	22
Dividendes sur actions privilégiées versés	17	16	35	33
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées	120 \$	121 \$	496 \$	290 \$
Ajouter (déduire) :				
Coûts de transaction et de financement liés aux acquisitions et cessions	(1)	(7)	(13)	(20)
Recouvrement des coûts engagés dans le cadre de l'acquisition	—	—	5	—
Liquidités provenant de l'exploitation	119 \$	114 \$	488 \$	270 \$
Ajouter (déduire) :				
Variation nette des actifs et passifs d'exploitation	85	34	148	68
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations réglées	(1)	(1)	(6)	(2)
Flux de trésorerie d'exploitation (mesure financière conforme aux PCGR)	203 \$	147 \$	630 \$	336 \$

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 compte non tenu 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 liquidités provenant de l'exploitation puis ajustées pour tenir compte des variations des actifs et des 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 aux fusions. 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 immobilisations liées à l'entretien des secteurs Intermédiaire et Électricité 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.

Dette 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. Elle les utilise aussi comme des mesures de sa solidité financière générale. La dette nette est définie comme étant la dette à court terme, 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.

Rapprochement supplémentaire

Rapprochement du BAIIA normalisé et du bénéfice net (perte nette) normalisé

Le tableau suivant présente un rapprochement supplémentaire du BAIIA normalisé et du bénéfice net (perte nette) 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 (perte nette) 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 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	2019	2018	2019	2018
BAIIA normalisé	203 \$	166 \$	669 \$	388 \$
Ajouter (déduire) :				
Amortissement	(107)	(73)	(226)	(145)
Intérêts débiteurs	(83)	(43)	(176)	(86)
Éléments de normalisation influant sur les intérêts débiteurs	—	4	—	9
Recouvrement (charge) d'impôt	33	(2)	(94)	(21)
Éléments de normalisation influant sur la charge d'impôts	(28)	(9)	66	(9)
Charges de désactualisation	(1)	(3)	(3)	(6)
Gains (pertes) de change	(1)	1	(1)	1
Participation ne donnant pas le contrôle liée aux placements selon la méthode de la LHVC	(3)	—	(8)	—
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(1)	(2)	3	(5)
Dividendes sur actions privilégiées	(17)	(16)	(34)	(33)
Bénéfice net (perte nette) normalisé	(5) \$	23 \$	196 \$	93 \$

Résultats d'exploitation par secteur d'activité

BAIIA normalisé ¹	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	2019	2018	2019	2018
Services publics	81 \$	50 \$	422 \$	162 \$
Intermédiaire	97	48	204	119
Électricité	34	75	61	116
Total partiel : secteurs d'exploitation	212 \$	173 \$	687 \$	397 \$
Siège social	(9)	(7)	(18)	(9)
	203 \$	166 \$	669 \$	388 \$

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 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	2019	2018	2019	2018
Services publics	417 \$	212 \$	1 524 \$	634 \$
Intermédiaire	414	262	865	633
Électricité	351	167	710	315
Total partiel : secteurs d'exploitation	1 182 \$	641 \$	3 099 \$	1 582 \$
Siège social	—	(15)	—	(15)
Éliminations intersectorielles	(8)	(16)	(27)	(79)
	1 174 \$	610 \$	3 072 \$	1 488 \$

Services publics

Statistiques d'exploitation

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Livraison de gaz naturel – utilisation finale (gpc) ¹	20,7	12,0	96,1	43,0
Livraison de gaz naturel – transport (gpc) ¹	25,2	10,9	72,8	24,3
Points de service (en milliers) ²	1 648	581	1 648	581
Variation degrés-jours par rapport à la normale – SEMCO Gas (%) ³	14,5	14,8	7,5	5,5
Variation degrés-jours par rapport à la normale – ENSTAR (%) ³	(16,1)	(6,1)	(11,4)	(3,0)
Variation degrés-jours par rapport à la normale – Washington Gas (%) ^{3, 4}	(44,5)	—	(6,3)	—

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. Les points de service au 30 juin 2018 comprennent également les points de service des services publics au Canada qui faisaient partie du PAPE d'ACI en octobre 2018.

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 deuxième trimestre de 2019 par rapport au trimestre correspondant de 2018, le secteur Services publics d'AltaGas a connu des températures semblables pour SEMCO et des températures plus chaudes pour ENSTAR. Washington Gas a connu des températures plus chaudes que la normale. L'augmentation du nombre de clients et du volume transporté en 2019 résulte de l'ajout des livraisons de gaz naturel de Washington Gas.

Au premier semestre de 2019, par rapport à la période correspondante de 2018, le secteur Services publics d'AltaGas a connu des températures plus froides pour SEMCO et des températures plus chaudes pour ENSTAR. Washington Gas a connu des températures plus chaudes que la normale. L'augmentation du nombre de clients et du volume transporté en 2019 résulte de l'ajout des livraisons de gaz naturel de Washington Gas.

Au 30 juin 2019, il y avait environ 1,1 million de points de service de plus qu'au 30 juin 2018 en raison de l'ajout des clients de Washington Gas et de la croissance du nombre de clients, contrebalancés en partie par les points de service des services publics au Canada qui faisaient partie du PAPE d'ACI au cours du quatrième trimestre de 2018.

Trois mois clos les 30 juin

Le secteur Services publics a inscrit un BAIIA normalisé de 81 millions de dollars pour le deuxième trimestre de 2019, contre 50 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2018. L'augmentation du BAIIA normalisé découle surtout de l'ajout de WGL de 41 millions de dollars, de l'incidence favorable de l'appréciation du dollar américain et de la baisse des charges d'exploitation. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par l'incidence du PAPE d'ACI en 2018 et des températures plus élevées en Alaska.

Six mois clos les 30 juin

Le secteur Services publics a inscrit un BAIIA normalisé de 422 millions de dollars au premier semestre de 2019, contre 162 millions de dollars à la période correspondante de 2018. Cette augmentation du BAIIA normalisé est principalement attribuable à l'ajout de WGL de 295 millions de dollars, à l'incidence favorable de l'appréciation du dollar américain, à la croissance de la clientèle et au temps plus froid au Michigan. L'augmentation a été contrebalancée en partie par l'effet du PAPE d'ACI en 2018, la baisse des produits tirés du stockage à CINGSA, l'incidence de la réduction de l'impôt fédéral sur les produits des services publics américains en 2019 et les températures plus élevées en Alaska.

Faits nouveaux concernant les demandes tarifaires

Le 15 mai 2018, Washington Gas a déposé une demande auprès de la Maryland Public Service Commission (PSC du Maryland) visant à augmenter la base tarifaire de son service de gaz naturel d'environ 56 millions de dollars américains, dont environ 15 millions de dollars américains de frais supplémentaires annuels actuellement payés par les clients pour la mise à niveau des réseaux. Le 11 décembre 2018, la PSC du Maryland a accordé à Washington Gas 29 millions de dollars américains en nouveaux produits et fait passer son rendement sur les capitaux propres à 9,7 %. L'écart entre le montant net demandé de 41 millions de dollars américains et le montant accordé de 29 millions de dollars américains s'explique par le rejet de certains éléments. Le 10 janvier 2019, Washington Gas a demandé une nouvelle audience à l'égard d'allégations portant sur deux erreurs dans l'ordonnance définitive de l'organisme de réglementation. Le 25 juin 2019, la PSC du Maryland a rendu une ordonnance dans laquelle elle accorde en partie et rejette en partie la demande d'une nouvelle audience. Washington Gas s'est vue ordonner de déposer de nouveaux tarifs avec date de prise d'effet le 11 décembre 2018, sous réserve de l'autorisation de la PSC du Maryland.

Le 22 avril 2019, Washington Gas a déposé une demande auprès de la PSC du Maryland visant à augmenter les tarifs et les frais de base pour le service de gaz naturel des clients du Maryland. Le changement des tarifs et des frais proposés comprend

une hausse des tarifs de base d'environ 36 millions de dollars américains, dont environ 5 millions de dollars américains renvoient à des coûts perçus au moyen des frais supplémentaires liés au programme STRIDE pour la mise à niveau du réseau. L'audition de la preuve aura lieu à la fin d'août 2019 et la décision finale de la PSC du Maryland est attendue en novembre 2019.

Le 31 juillet 2018, Washington Gas a déposé une demande auprès de la Virginia State Corporation Commission (SCC de la Virginie) visant à augmenter les tarifs de base de son service de gaz naturel. Cette augmentation des tarifs de base, si elle est consentie, serait d'environ 38 millions de dollars américains dont environ 15 millions de dollars américains ont trait aux coûts perçus au moyen des frais supplémentaires mensuels liés au programme SAVE pour le remplacement accéléré des conduites. Les nouveaux tarifs provisoires sont entrés en vigueur en janvier 2019, sous réserve de remboursement. L'audience a eu lieu au deuxième trimestre de 2019, la décision étant attendue à la fin de 2019.

Le 7 décembre 2018, Washington Gas a déposé une demande auprès de la PSC du DC pour la phase 2 du programme PROJECTpipes afin de faire approuver, d'ici la fin du troisième trimestre de 2019, environ 305 millions de dollars américains pour le remplacement accéléré des infrastructures dans le District de Columbia pour la période de 2019 à 2024. En juin 2019, en réponse à la pétition des intervenants relativement à la prolongation de la période permettant de déposer un témoignage, la PSC du DC a demandé aux parties de soumettre des propositions de calendrier. Compte tenu de la fin de la phase 1 du programme PROJECTpipes d'ici la fin du troisième trimestre de 2019, Washington Gas a déposé une proposition de calendrier qui permettrait à la PSC du DC de rendre sa décision d'ici la fin de 2019 et a demandé la prolongation de la phase 1 du programme PROJECTpipes jusqu'à la date à laquelle a été demandée l'ordonnance finale par la PSC du DC visant l'autorisation de la phase 2 du programme PROJECTpipes. Les parties attendent la décision de la PSC du DC relativement au calendrier.

Le dossier sur les tarifs de CINGSA a été déposé en avril 2018 sur la base des données de l'année de référence 2017, réduisant les tarifs de 4 millions de dollars américains en raison de la réduction de la base tarifaire, de la baisse du rendement des capitaux propres (RCP) et de la baisse des impôts fédéraux sur le revenu. L'audience a eu lieu en mai 2019, et une décision est attendue au troisième trimestre de 2019.

Le 31 mai 2019, SEMCO Gas a déposé auprès de la Michigan Public Service Commission (MPSC) une demande d'autorisation d'augmenter les tarifs de base de SEMCO Gas d'environ 38 millions de dollars américains par année sur la base de l'exercice de référence 2020. L'augmentation des tarifs demandée comprend l'inflation des coûts d'exploitation et d'entretien depuis la dernière demande tarifaire de 2010, ainsi que l'investissement dans le pipeline de raccordement Marquette. Compte tenu de la fin prochaine du programme de remplacement de conduites (PRC) en 2020, cette demande comprend l'ajout d'un nouveau PRC et l'introduction d'un programme d'amélioration de la fiabilité des infrastructures (PAFI) visant le recouvrement des dépenses en immobilisations liées au remplacement de certaines conduites, aux services et à d'autres infrastructures au moyen de frais supplémentaires semblables à ceux du PRC actuellement en cours. La MPSC a dix mois pour rendre sa décision relativement à cette demande et, ainsi, l'audience devrait se terminer au plus tard le 31 mars 2020.

Intermédiaire

Statistiques d'exploitation

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Capacité d'amenée de gaz traitée (mmpc/j) ¹	980	769	979	926
Capacité d'amenée de gaz traitée à l'installation de collecte et de traitement sur place de gaz traité (mmpc/j) ¹	437	458	470	463
Total de la capacité d'amenée de gaz traité (mmpc/j) ¹	1 417	1 227	1 449	1 389
Volumes d'extraction d'éthane (b/j) ¹	23 046	16 527	23 238	20 955
Volumes d'extraction de LGN (b/j) ^{1, 2}	33 944	33 201	36 409	38 354
Total des volumes d'extraction (b/j) ^{1, 3}	56 990	49 728	59 647	59 309
Différentiels de fractionnement – réalisés (\$/b) ^{1, 4}	19,50	14,98	18,18	17,20
Différentiels de fractionnement – prix au comptant moyen (\$/b) ^{1, 5}	15,27	22,19	13,55	22,22
Volumes d'exportation à RIPET (t) ⁶	109 966	—	109 966	—
Écart de prix du propane entre Mont Belvieu et le Far East Index (\$ US/t) ⁷	177	—	177	—
Stocks optimaux de gaz naturel (gpc)	31,9	—	31,9	—
Activités de détail de commercialisation de l'énergie de WGL – volumes des ventes de gaz (mmpc)	9 360	—	36 770	—

1) Moyenne de la période.

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

3) Inclus les LGN traités par Harmattan pour les clients.

4) Un 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.

5) 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.

6) Les volumes d'exportation d'énergie représentent les volumes de propane exportés à RIPET depuis la mise en service de l'installation en mai 2019.

7) Écart du prix du propane moyen entre Argus Far East Index et Mont Belvieu TET Commercial Index pour mai et juin 2019.

Pour le deuxième trimestre de 2019, le total de la capacité d'amenée de gaz traitée aux installations d'extraction a augmenté de 211 mmpc/j par rapport au trimestre correspondant de 2018. L'augmentation est principalement attribuable aux arrêts pour entretien à Harmattan en mai 2018 et à l'usine d'extraction d'éthane de Joffre (JEEP) et à l'usine d'extraction d'éthane Pembina Empress (PEEP) en juin 2018, compensés en partie par la réduction de la participation à Younger depuis avril 2018. La capacité d'amenée de gaz traitée aux installations de collecte et de traitement sur place pour le deuxième trimestre de 2019 a diminué de 21 mmpc/j du fait principalement de la cession d'installations secondaires au premier trimestre de 2019, partiellement contrebalancée par l'acquisition récente de l'installation Aitken Creek North.

Pour le premier semestre de 2019, la capacité d'amenée de gaz traitée aux installations d'extraction a augmenté de 53 mmpc/j par rapport à la période correspondante de 2018. L'augmentation est principalement attribuable aux arrêts pour entretien à Harmattan en mai 2018 et à JEEP et PEEP en juin 2018, compensés en partie par Younger du fait de problèmes d'exploitation en amont et d'une participation réduite depuis avril 2018. La capacité d'amenée de gaz traitée aux installations de collecte et de traitement sur place pour le premier semestre de 2019 a augmenté de 7 mmpc/j du fait principalement des volumes plus

élevés reçus aux installations Townsend et à l'installation Aitken Creek North, lesquels ont été partiellement contrebalancés par la cession de centrales secondaires au premier trimestre de 2019.

Pour le deuxième trimestre de 2019, les volumes moyens d'extraction d'éthane ont augmenté de 6 519 b/j, alors que les volumes moyens d'extraction de LGN ont augmenté de 743 b/j comparativement à la période correspondante de 2018. La hausse des volumes d'extraction d'éthane a découlé d'arrêts pour entretien à Harmattan, JEEP et PEEP au deuxième trimestre de 2018, contrebalancés en partie par le rejet de production à Younger attribuable à des prix trop élevés. La hausse des volumes de LGN est attribuable aux volumes additionnels provenant du complexe Townsend et aux arrêts pour entretien à Harmattan, JEEP et PEEP au deuxième trimestre de 2018, en partie compensés par une baisse de la participation dans Younger, la cession d'installations secondaires au premier trimestre 2019 et la baisse des volumes à Gordondale.

Pour le premier semestre de 2019, les volumes moyens d'extraction d'éthane ont augmenté de 2 283 b/j, alors que les volumes moyens d'extraction de LGN ont baissé de 1 945 b/j comparativement à la période correspondante de 2018. La hausse des volumes d'extraction d'éthane a découlé des arrêts pour entretien à Harmattan, JEEP et PEEP au deuxième trimestre de 2018, contrebalancés en partie par le rejet de la production à Younger en raison de prix trop élevés. La baisse des volumes de LGN est attribuable à la diminution de la participation dans Younger, à la cession d'installations secondaires au premier trimestre de 2019 et à la baisse des volumes à Gordondale, le tout en partie contrebalancé par les volumes additionnels disponibles au complexe Townsend et aux arrêts pour entretien à Harmattan, JEEP et PEEP au deuxième trimestre de 2018.

Compte tenu du début de l'exploitation à RIPET à la fin mai 2019, les volumes de propane exportés vers l'Asie pour les trois mois et les six mois clos le 30 juin 2019 ont totalisé 109 966 t.

En raison de l'ajout de WGL, les volumes des ventes au détail aux États-Unis se sont élevés respectivement à 9 360 mmpc et 36 770 mmpc pour les trois mois et les six mois clos le 30 juin 2019. Les stocks optimaux de gaz naturel au 30 juin 2019 ont été de 31,9 gpc (35,9 gpc au 31 décembre 2018).

Trois mois clos les 30 juin

Le secteur Intermédiaire a inscrit un BAIIA normalisé de 97 millions de dollars au deuxième trimestre de 2019, par rapport à 48 millions de dollars au trimestre correspondant de 2018. L'augmentation s'explique principalement par les apports des actifs de WGL Midstream à raison de 21 millions de dollars, les apports de RIPET qui est entré en service en mai 2019, l'acquisition d'une participation de 50 % dans l'installation de traitement de gaz Aitken Creek North de Black Swan au quatrième trimestre de 2018, les différentiels de fractionnement plus élevés, et une hausse des produits à Harmattan en raison des activités accrues liées aux LGN, le tout en partie contrebalancé par la cession d'installations secondaires au premier trimestre de 2019, un paiement non récurrent reçu en 2018 relativement à la réduction de la participation à Younger et la baisse des marges de commercialisation des LGN. Au deuxième trimestre de 2019, AltaGas a comptabilisé 11 millions de dollars au titre de la quote-part des bénéfices de Petrogas, comparativement à 1 million de dollars pour le trimestre correspondant de 2018, essentiellement en raison des niveaux d'activité plus élevés dans les principales unités d'exploitation de Petrogas.

Au deuxième trimestre de 2019, AltaGas a couvert des volumes de LGN d'environ 6 228 b/j à un prix moyen de 40 \$/b, en excluant les écarts de base. Au deuxième trimestre de 2018, AltaGas avait couvert des volumes de LGN d'environ 7 500 b/j à un prix moyen de 33 \$/b, en excluant les écarts de base. Le différentiel de fractionnement de LGN moyen indicatif au comptant

pour le deuxième trimestre de 2019 a été d'environ 15 \$/b, comparativement à 22 \$/b pour le trimestre correspondant de 2018, y compris les écarts de base. Le différentiel de fractionnement réalisé d'environ 20 \$/b au deuxième trimestre de 2019 (15 \$/b en 2018) a été supérieur à celui de la période correspondante de 2018 en raison des gains sur les couvertures de différentiels de fractionnement. Pour RIPET, au deuxième trimestre de 2019, AltaGas a couvert des volumes d'exportation de propane d'environ 58 676 tonnes métriques à l'écart entre le FEI et Mont Belvieu de 137 \$ US la tonne métrique.

Au deuxième trimestre de 2019, le secteur Intermédiaire a comptabilisé un gain avant impôts de 35 millions de dollars à la cession de la participation dans Stonewall.

Six mois clos les 30 juin

Le secteur Intermédiaire a inscrit un BAIIA normalisé de 204 millions de dollars pour le premier semestre de 2019, comparativement à 119 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. L'augmentation s'explique principalement par les apports des actifs de WGL Midstream à raison de 56 millions de dollars, les apports de RIPET qui est entré en service en mai 2019, l'acquisition d'une participation de 50 % dans l'installation de traitement de gaz Aitken Creek North de Black Swan au quatrième trimestre de 2018, les différentiels de fractionnement plus élevés (compte tenu des couvertures), et une hausse des produits à Harmattan en raison des activités accrues liées aux LGN, le tout en partie contrebalancé par la cession d'installations secondaires au premier trimestre de 2019, par la baisse des volumes exposés aux différentiels de fractionnement découlant surtout de la réduction de la participation dans Younger et par la baisse des marges de commercialisation dans un contexte de faiblesse du marché au comptant. Pour le premier semestre de 2019, AltaGas a comptabilisé une quote-part de 34 millions de dollars des bénéfices de Petrogas, comparativement à 11 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. L'augmentation des bénéfices de Petrogas est attribuable à l'augmentation des volumes d'exportation à Ferndale découlant de la hausse des niveaux d'activités, à l'arrêt pour entretien planifié au premier trimestre de 2018 et à l'amélioration des marges.

Au premier semestre de 2019, AltaGas a couvert des volumes de LGN d'environ 6 228 b/j à un prix moyen de 40 \$/b, en excluant les écarts de base. Au premier semestre de 2018, AltaGas avait couvert des volumes de LGN d'environ 7 500 b/j à un prix moyen de 33 \$/b, en excluant les écarts de base. Le différentiel de fractionnement de LGN moyen indicatif au comptant pour le premier semestre de 2019 a été d'environ 14 \$/b, comparativement à 22 \$/b pour la période correspondante de 2018. Le différentiel de fractionnement réalisé de 18 \$/b au premier semestre de 2019 (17 \$/b en 2018) a été supérieur à celui de la période correspondante de 2018 en raison des gains sur les couvertures de différentiels de fractionnement. Pour RIPET, au premier semestre de 2019, AltaGas a couvert des volumes d'exportation de propane d'environ 58 676 tonnes métriques à l'écart entre le FEI et Mont Belvieu de 137 \$ US la tonne métrique.

Au premier semestre de 2019, AltaGas a comptabilisé un gain avant impôts de 5 millions de dollars à la vente d'installations de traitement secondaires du secteur Intermédiaire, et comptait aussi l'incidence des gains susmentionnés comptabilisés au deuxième trimestre de 2019. Au premier semestre de 2018, AltaGas avait comptabilisé un gain avant impôts de 1 million de dollars à la vente d'une installation secondaire du secteur Intermédiaire.

Électricité

Statistiques d'exploitation

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Électricité renouvelable vendue (GWh)	150	504	316	630
Électricité conventionnelle vendue (GWh)	361	642	625	1 484
Facteur de capacité renouvelable (%)	22,3	51,7	16,3	30,0
Facteur de disponibilité équivalente conventionnelle sous contrat (%) ¹	66,7	97,7	54,9	96,6
Commercialisation de l'énergie de WGL au détail – volumes des ventes de gaz (GWh)	3 125	—	6 205	—

1) Calculé comme étant le facteur de disponibilité sous contrat en vertu d'ententes tarifaires à long terme rajusté pour tenir compte des paiements partiels ou des paiements de capacité excédentaire ajoutés ou déduits.

Pour le deuxième trimestre de 2019, le volume d'électricité renouvelable vendue a baissé de 354 GWh et le volume d'électricité conventionnelle vendue a baissé de 281 GWh, par rapport à la période correspondante de 2018. La diminution du volume d'électricité renouvelable est attribuable à la vente des centrales hydroélectriques du nord-ouest en janvier 2019 et du parc éolien Bear Mountain à ACI en octobre 2018, partiellement contrebalancée par l'ajout de la production d'énergie de WGL. La baisse du volume d'électricité conventionnelle vendue découle de la vente des installations San Joaquin en novembre 2018 et d'un arrêt planifié de longue durée à la centrale Blythe.

Le facteur de disponibilité équivalente conventionnelle sous contrat a diminué pour le deuxième trimestre 2019 par suite de l'arrêt planifié de longue durée à Blythe. La capacité renouvelable a diminué pour le deuxième trimestre de 2019 en raison de la vente des centrales hydroélectriques du nord-ouest et du parc éolien Bear Mountain à ACI, partiellement contrebalancée par l'ajout de la production d'énergie de WGL.

Pour le premier semestre de 2019, le volume d'électricité renouvelable vendue a diminué de 314 GWh et le volume d'électricité conventionnelle vendue a diminué de 859 GWh. La variation des volumes s'explique par les facteurs susmentionnés pour le deuxième trimestre de 2019.

Les variations liées au facteur de capacité renouvelable et au facteur de disponibilité conventionnelle sous contrat pour le premier semestre de 2019 s'expliquent par les facteurs susmentionnés pour le deuxième trimestre de 2019.

Pour les trois mois et les six mois clos le 30 juin 2019, les volumes des ventes au détail aux États-Unis se sont élevés respectivement à 3 125 GWh et 6 205 GWh.

Trois mois clos le 30 juin

Le secteur Électricité a inscrit un BAIIA normalisé de 34 millions de dollars pour le deuxième trimestre de 2019, contre 75 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2018. Le BAIIA normalisé a diminué en raison de l'incidence de la vente des centrales hydroélectriques du nord-ouest en janvier 2019, de l'incidence de la vente des installations de San Joaquin en novembre 2018, de l'incidence du PAPE d'ACI, et de l'arrêt printanier planifié de longue durée à la centrale Blythe, en partie contrebalancés par l'acquisition de WGL (15 millions de dollars).

Au deuxième trimestre de 2019, AltaGas a signé une entente visant la vente de participations dans deux centrales à la biomasse aux États-Unis pour un produit brut d'environ 20 millions de dollars américains. La clôture de la vente est prévue pour le troisième trimestre de 2019, sous réserve de l'approbation réglementaire. Une provision de 2 millions de dollars a été comptabilisée au titre de ces participations au deuxième trimestre de 2019.

Toujours au deuxième trimestre de 2019, une provision avant impôt de 1 million de dollars a été comptabilisée relativement à une turbine de rechange stockée qui a été classée comme étant détenue en vue de la vente au 30 juin 2019. Aucune provision n'a été comptabilisée dans le secteur Électricité au deuxième trimestre de 2018.

Six mois clos le 30 juin

Le secteur Électricité a inscrit un BAIIA normalisé de 61 millions de dollars pour le premier semestre de 2019, contre 116 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. Le BAIIA normalisé a diminué en raison de l'incidence de la vente des installations de San Joaquin en novembre 2018, de l'incidence de la vente des centrales hydroélectriques du nord-ouest en janvier 2019, de l'incidence du PAPE d'ACI et de l'arrêt printanier planifié de longue durée à la centrale Blythe, en partie contrebalancés par l'acquisition de WGL (28 millions de dollars).

Au premier semestre de 2019, AltaGas a comptabilisé un gain avant impôts de 688 millions de dollars à la vente de la participation restante dans les centrales hydroélectriques du nord-ouest. De plus, au cours du premier semestre de 2019, la clôture de la vente d'actifs d'électricité secondaires au Canada a donné lieu à une perte avant impôts de 6 millions de dollars, tandis que la clôture de la vente d'une créance de financement de WGL Energy Systems a entraîné une perte avant impôts de 1 million de dollars.

Au premier semestre de 2019, le secteur Électricité a été touché par la provision susmentionnée comptabilisée au deuxième trimestre de 2019. Aucune provision n'a été comptabilisée dans le secteur Électricité au premier semestre de 2018.

Siège social

Trois mois clos le 30 juin

Pour le secteur Siège social, le BAIIA normalisé du deuxième trimestre de 2019 a été une perte de 9 millions de dollars, contre une perte de 7 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2018. L'augmentation de la perte est surtout attribuable à la hausse des coûts liés aux technologies de l'information.

Six mois clos le 30 juin

Pour le premier semestre de 2019, le secteur Siège social a comptabilisé une perte de 18 millions de dollars au titre du BAIIA normalisé, par rapport à une perte de 9 millions de dollars à la période correspondante de 2018. La perte accrue a découlé de divers facteurs, dont la hausse des charges liées aux régimes incitatifs des employés par suite de l'augmentation du cours de l'action au premier trimestre de 2019 et la montée des coûts liés aux technologies de l'information.

Capital investi

Trois mois clos le 30 juin 2019					
(en millions de dollars)	Services publics	Inter- médiaire	Électricité	Siège social	Total
Capital investi :					
Immobilisations corporelles	243 \$	107 \$	21 \$	— \$	371 \$
Actifs incorporels	1	1	—	2	4
Placements à long terme	—	50	—	—	50
Apport de la participation ne donnant pas le contrôle	—	(13)	—	—	(13)
Capital investi	244	145	21	2	412
Cessions :					
Placements comptabilisés à la valeur de consolidation	—	(379)	—	—	(379)
Capital investi net	244 \$	(234) \$	21 \$	2 \$	33 \$

Trois mois clos le 30 juin 2018					
(en millions de dollars)	Services publics	Inter- médiaire	Électricité	Siège social	Total
Capital investi :					
Immobilisations corporelles	54 \$	61 \$	9 \$	1	125 \$
Actifs incorporels	1	2	—	1	4
Apport de la participation ne donnant pas le contrôle	—	(9)	—	—	(9)
Capital investi	55	54	9	2	120
Cessions :					
Immobilisations corporelles	—	(1)	—	—	(1)
Capital investi net	55 \$	53 \$	9 \$	2	119 \$

Pour le deuxième trimestre de 2019, le capital investi d'AltaGas s'est élevé à 412 millions de dollars, comparativement à 120 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2018. L'augmentation du capital investi s'explique principalement par la hausse des acquisitions d'immobilisations corporelles et les apports relatifs aux investissements de WGL dans les pipelines Central Penn et Mountain Valley, partiellement contrebalancés par la hausse de l'apport de la participation ne donnant pas le contrôle (représentant la quote-part de Vopak Development Canada Inc. des coûts de construction liés à RIPET).

L'augmentation des acquisitions d'immobilisations corporelles au deuxième trimestre de 2019 est attribuable surtout aux dépenses en immobilisations associées à l'amélioration des réseaux et aux programmes accélérés de remplacement des conduites de Washington Gas, aux coûts de construction liés à RIPET et à Townsend 2B ainsi qu'aux dépenses en immobilisations associées à des projets de production décentralisée de WGL. La cession de placements comptabilisés à la valeur de consolidation est liée à la cession de Stonewall en mai 2019.

Le capital investi au deuxième trimestre de 2019 a compris des dépenses en immobilisations liées à l'entretien de 1 million de dollars (10 millions de dollars en 2018) dans le secteur Intermédiaire et de 16 millions de dollars (7 millions de dollars en 2018) dans le secteur Électricité. La diminution des dépenses en immobilisations liées à l'entretien du secteur Intermédiaire a découlé principalement de la baisse des dépenses d'investissement liées à l'entretien. L'augmentation des dépenses en immobilisations liées à l'entretien du secteur Électricité est essentiellement liée à l'arrêt pour entretien planifié à la centrale Blythe.

					Six mois clos le 30 juin 2019
(en millions de dollars)	Services publics	Inter- médiaire	Électricité	Siège social	Total
Capital investi :					
Immobilisations corporelles	383 \$	181 \$	35 \$	1 \$	600 \$
Actifs incorporels	1	3	—	5	9
Placements à long terme	—	135	—	—	135
Apport de la participation ne donnant pas le contrôle	—	(30)	—	—	(30)
Capital investi	384	289	35	6	714
Cessions :					
Immobilisations corporelles	—	(88)	(1 341)	—	(1 429)
Placements comptabilisés à la valeur de consolidation	—	(379)	—	—	(379)
Capital investi net	384 \$	(178) \$	(1 306) \$	6 \$	(1 094) \$

					Six mois clos le 30 juin 2018
(en millions de dollars)	Services publics	Inter- médiaire	Électricité	Siège social	Total
Capital investi :					
Immobilisations corporelles	71 \$	115 \$	13 \$	1 \$	200 \$
Actifs incorporels	1	2	1	2	6
Placements à long terme	—	19	—	—	19
Apport de la participation ne donnant pas le contrôle	—	(23)	—	—	(23)
Capital investi	72	113	14	3	202
Cessions :					
Immobilisations corporelles	—	(8)	(2)	—	(10)
Capital investi net	72 \$	105 \$	12 \$	3 \$	192 \$

Pour le premier semestre de 2019, le capital investi d'AltaGas a été de 714 millions de dollars, en regard de 202 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. L'augmentation du capital investi au premier semestre de 2019 s'explique principalement par la hausse des acquisitions d'immobilisations corporelles et des apports aux investissements de WGL dans les pipelines Central Penn et Mountain Valley, partiellement contrebalancés par la hausse de l'apport de la participation ne donnant pas le contrôle (représentant la quote-part de Vopak Development Canada Inc. des coûts de construction liés à RIPET).

L'augmentation des acquisitions d'immobilisations corporelles au premier semestre de 2019 est attribuable surtout aux dépenses en immobilisations associées à l'amélioration des réseaux et aux programmes accélérés de remplacement des conduites de Washington Gas, aux coûts de construction liés à RIPET et à Townsend 2B ainsi qu'aux dépenses en immobilisations associées à des projets de production décentralisée de WGL. Les cessions d'immobilisations corporelles au premier semestre de 2019 avaient trait principalement aux centrales hydroélectriques du nord-ouest et à des actifs secondaires du secteur Intermédiaire et du secteur Électricité au Canada, tandis qu'au premier semestre de 2018, les cessions

d'immobilisations corporelles se rapportaient à des installations secondaires du secteur Intermédiaire et à un actif éolien en phase de développement du secteur Électricité. La cession de placements comptabilisés à la valeur de consolidation est liée à la cession de Stonewall en mai 2019.

Le capital investi au premier semestre de 2019 a compris des dépenses en immobilisations liées à l'entretien de 1 million de dollars (13 millions de dollars en 2018) dans le secteur Intermédiaire et de 23 millions de dollars (9 millions de dollars en 2018) dans le secteur Électricité. La variation des dépenses en immobilisations liées à l'entretien pour le premier semestre de 2019 a découlé principalement des facteurs signalés pour le deuxième trimestre de 2019.

Gestion du risque

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 30 juin 2019 et au 31 décembre 2018, la juste valeur des dérivés de la Société était comme suit :

(en millions de dollars)	30 juin 2019	31 décembre 2018
Gaz naturel	(94) \$	(137) \$
Exportations énergétiques	8	—
Différentiel de fractionnement de LGN	11	16
Électricité	(2)	(9)
Change	—	(1)
Passif dérivé net	(77) \$	(131) \$

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 six mois clos le 30 juin 2019 a été d'environ 14 \$/b (22 \$/b en 2018), y compris les écarts de base. 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 six mois clos le 30 juin 2019 a été d'environ 18 \$/b, y compris les écarts de base (17 \$/b en 2018).
- AltaGas a actuellement des couvertures de différentiels de fractionnement pour 2019 visant environ 6 200 b/j sur un total d'environ 10 000 b/j, à un prix moyen de 40 \$/b, en excluant les écarts de base.
- À RIPET, AltaGas est exposée à l'écart de prix du propane entre les indices nord-américains et le Far East Index pour les contrats qui ne sont pas liés à des ententes tarifaires. AltaGas estime qu'en moyenne, environ 29 000 b/j seront exposés à ces écarts de prix pour le reste de 2019. AltaGas a mis en place des couvertures pour environ 66 % de ces volumes de propane exposés à un écart moyen de 129 \$ US la tonne métrique entre le Far East Index et Mont Belvieu.

Contrats de change

- Au 30 juin 2019, la direction désignait des titres d'emprunt à long terme libellés en dollars américains en cours de 1,2 milliard de dollars américains pour couvrir l'effet de change de ses placements à l'étranger (1,5 milliard de dollars américains au 31 décembre 2018).
- Pour les six mois clos le 30 juin 2019, AltaGas a enregistré des gains latents après impôts de 69 millions de dollars résultant de la conversion de la dette dans les autres éléments du résultat étendu (néant en 2018).

Instruments liés aux conditions météorologiques

- Pour les six mois clos le 30 juin 2019, des gains avant impôts de 1 million de dollars ont été comptabilisés au titre des dérivés sur degrés-jours de chauffage («DJC») et des dérivés sur degrés-jours de réfrigération («DJR») (néant en 2018).

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 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
<i>(en millions de dollars)</i>	2019	2018	2019	2018
Gaz naturel	(5) \$	(5) \$	8 \$	(11) \$
Exportations énergétiques	(5)	—	(7)	—
Différentiel de fractionnement de LGN	5	(8)	(5)	3
Électricité	(8)	(2)	(3)	(5)
Change	—	37	1	36
	(13) \$	22 \$	(6) \$	23 \$

Pour plus de précisions sur les activités de gestion du risque d'AltaGas, se reporter à la note 22 des états financiers consolidés annuels de 2018 et à la note 14 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 juin 2019 et pour les trois mois et les six mois clos à cette date.

Liquidité

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, 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 non 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 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
<i>(en millions de dollars)</i>	2019	2018	2019	2018
Flux de trésorerie d'exploitation	203 \$	147 \$	630 \$	336 \$
Activités d'investissement	7	(107)	1 187	(196)
Activités de financement	(271)	642	(1 898)	609
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(61) \$	682 \$	(81) \$	749 \$

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie d'exploitation ont augmenté de 294 millions de dollars pour les six mois clos le 30 juin 2019, comparativement à la période correspondante de 2018, en raison principalement de la hausse du bénéfice net après impôts et de la variation nette favorable des actifs et passifs d'exploitation. La majeure partie de la variation nette des actifs et passifs d'exploitation est attribuable à l'augmentation des flux de trésorerie découlant des variations des débiteurs liées au caractère saisonnier des activités du secteur Services publics, à la diminution du prix du gaz et aux ventes d'actifs achevées au premier trimestre de 2019, contrebalancées en partie par la baisse des flux de trésorerie au titre des créditeurs et charges à payer en lien avec la diminution des tarifs et des volumes dans le secteur Services publics.

Fonds de roulement

<i>(en millions de dollars, sauf le ratio du fonds de roulement)</i>	30 juin 2019	31 décembre 2018
Actif à court terme	2 656 \$	4 033 \$
Passif à court terme	3 866	4 102
Déficit du fonds de roulement	(1 210) \$	(69) \$
Ratio du fonds de roulement ¹	0,69	0,98

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

Le recul du ratio du fonds de roulement s'explique surtout par la baisse des actifs détenus en vue de la vente, des débiteurs, des stocks et de la trésorerie ainsi que par l'augmentation de la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, contrebalancées en partie par la diminution des créditeurs et charges à payer, de la dette à court terme et des passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente. Le fonds de roulement d'AltaGas fluctue dans le cours normal des activités. Le déficit de fonds de roulement devrait être comblé au moyen des flux de trésorerie d'exploitation, des produits tirés de la vente d'actifs et des facilités de crédit disponibles, au besoin.

Activités d'investissement

Les flux de trésorerie tirés des activités d'investissement pour les six mois clos le 30 juin 2019 ont été de 1,2 milliard de dollars, comparativement à des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement de 196 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. Les activités d'investissement pour les six mois clos le 30 juin 2019 ont compris principalement les

produits de 1,8 milliard de dollars tirés de ventes d'actifs achevées au premier semestre de 2019 (y compris les centrales hydroélectriques du nord-ouest, Stonewall et les actifs secondaires du secteur Intermédiaire et du secteur Électricité au Canada) et le produit de 74 millions de dollars tiré de la vente d'une créance de financement de WGL Energy Systems, ce qui a été contrebalancé en partie par des dépenses d'environ 561 millions de dollars pour des immobilisations corporelles et des actifs incorporels et par des apports d'environ 134 millions de dollars à des placements comptabilisés à la valeur de consolidation. Les activités d'investissement pour les six mois clos le 30 juin 2018 ont compris principalement des dépenses d'environ 195 millions de dollars pour des immobilisations corporelles et d'environ 19 millions de dollars pour des apports à des placements d'AltaGas comptabilisés à la valeur de consolidation, partiellement contrebalancées par des produits au comptant d'environ 23 millions de dollars, déduction faite des coûts de transaction, principalement tirés de la vente de centrales secondaires du secteur Intermédiaire et d'un actif éolien, ainsi que de la vente d'un placement.

Activités de financement

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement pour les six mois clos le 30 juin 2019 ont été de 1,9 milliard de dollars, comparativement à des flux de trésorerie tirés des activités de financement de 609 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. Pour les six mois clos le 30 juin 2019, les activités de financement ont compris essentiellement les remboursements nets de 1,9 milliard de dollars sur la dette à court terme et la dette à long terme, les remboursements nets de 0,5 milliard de dollars aux termes d'acceptations bancaires et des dividendes de 167 millions de dollars, contrebalancés en partie par des emprunts de 0,6 milliard de dollars aux termes des facilités de crédit, des apports de 36 millions de dollars des participations ne donnant pas le contrôle et un produit net de 28 millions de dollars tiré de l'émission d'actions ordinaires (surtout des actions ordinaires émises en vertu du RRD). Pour les six mois clos le 30 juin 2018, les flux de trésorerie de financement ont compris principalement le produit de 921 millions de dollars (déduction faite des coûts de transaction) à la vente de la participation minoritaire dans les centrales hydroélectriques du nord-ouest, le produit net de 135 millions de dollars tiré de l'émission d'actions ordinaires (surtout des actions émises en vertu du RRD), des apports de 23 millions de dollars des participations ne donnant pas le contrôle et des emprunts nets de 8 millions de dollars aux termes d'acceptations bancaires, contrebalancés en partie par les remboursements sur la dette à long terme et la dette à court terme respectivement de 205 millions de dollars et de 48 millions de dollars. Les dividendes versés aux porteurs d'actions ordinaires et aux porteurs d'actions privilégiées d'AltaGas pour les six mois clos le 30 juin 2019 ont totalisé 167 millions de dollars (227 millions de dollars en 2018), dont un montant de 28 millions de dollars a été réinvesti en vertu du RRD (134 millions de dollars en 2018). Cette baisse des dividendes versés est attribuable à la réduction des dividendes sur actions ordinaires déclarés au quatrième trimestre de 2018, contrebalancée en partie par le nombre plus élevé d'actions ordinaires en circulation.

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 recours au 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 au caractère durable des flux de trésorerie.

<i>(en millions de dollars)</i>	30 juin 2019	31 décembre 2018
Dettes à court terme	738 \$	1 210 \$
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	1 516	890
Dettes à long terme ¹	5 864	8 067
Total de la dette	8 118	10 167
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie	(46)	(102)
Dettes nettes	8 072 \$	10 065 \$
Avoir des actionnaires	7 480	7 020
Participations ne donnant pas le contrôle	160	621
Total de la capitalisation	15 712 \$	17 706 \$
Dettes nettes sur le total de la capitalisation (%)	51	57

1) Déduction faite des frais d'émission de la dette de 33 millions de dollars au 30 juin 2019 (35 millions de dollars au 31 décembre 2018).

Au 30 juin 2019, le total de la dette d'AltaGas se composait principalement de l'encours des billets à moyen terme de 2,5 milliards de dollars (2,7 milliards de dollars au 31 décembre 2018), de la dette à long terme de WGL et de Washington Gas de 2,6 milliards de dollars, reflétant les écarts d'évaluation à l'acquisition (2,7 milliards de dollars au 31 décembre 2018), de la dette à long terme de SEMCO de 472 millions de dollars (496 millions de dollars au 31 décembre 2018), d'un montant de 1,8 milliard de dollars emprunté aux termes des facilités de crédit bancaire (3,0 milliards de dollars au 31 décembre 2018) et de la dette à court terme de 0,7 milliard de dollars (1,2 milliard de dollars au 31 décembre 2018). En outre, l'encours des lettres de crédit d'AltaGas s'élevait à 305 millions de dollars (271 millions de dollars au 31 décembre 2018).

Au 30 juin 2019, le total de la capitalisation boursière d'AltaGas s'établissait à environ 5,5 milliards de dollars d'après environ 277 millions d'actions ordinaires en circulation et un cours de clôture au 30 juin 2019 de 19,81 \$ par action ordinaire.

Le multiple de couverture des intérêts par les bénéfices d'AltaGas pour les 12 mois clos le 30 juin 2019 a été de 1,4 fois (1,4 fois pour les 12 mois clos le 30 juin 2018).

Facilités de crédit (en millions de dollars)	Capacité d'emprunt	Montant utilisé au 30 juin 2019	Montant utilisé au 31 décembre 2018
Facilités de crédit à vue non garanties d'AltaGas ^{1, 2}	332 \$	134 \$	153 \$
Facilités de lettres de crédit renouvelables non garanties prorogeables d'AltaGas ^{1, 2}	543	162	117
Facilités de crédit renouvelables non garanties d'AltaGas ^{1, 2}	3 363	1 425	2 890
Facilité de crédit-relais d'AltaGas ^{1, 3}	—	—	113
Facilité de crédit à terme non garantie d'AltaGas ^{1, 2}	393	393	—
Facilités de crédit non garanties de 200 millions de dollars américains de SEMCO Energy ^{1, 2}	262	9	1
Facilité de crédit renouvelable non garantie de 650 millions de dollars américains de WGL ²	851	—	—
Facilité de crédit renouvelable non garantie de 350 millions de dollars américains de Washington Gas ^{2, 4}	458	—	—
	6 202 \$	2 123 \$	3 274 \$

- 1) Montant utilisé au 30 juin 2019 converti au taux en vigueur à la fin du mois (1 dollar américain = 1,3087 dollar canadien) (1 dollar américain = 1,3462 dollar canadien au 31 décembre 2018).
- 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 au 30 juin 2019.
- 3) Le solde de la facilité de crédit-relais a été remboursé intégralement le 1^{er} février 2019.
- 4) Sous réserve de l'approbation des banques, Washington Gas peut demander jusqu'à 100 millions de dollars américains d'emprunts supplémentaires, pour un total de 450 millions de dollars américains.

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 30 juin 2019, le papier commercial en circulation totalisait 510 millions de dollars américains pour WGL et Washington Gas (840 millions de dollars américains au 31 décembre 2018).

Avec prise d'effet le 19 juillet 2019, WGL et Washington Gas ont modifié et retraité leurs facilités de crédit renouvelables non garanties. La facilité de WGL a été réduite de 650 millions de dollars américains à 250 millions de dollars américains pour une période de trois ans. La facilité de Washington Gas a été augmentée de 350 millions de dollars américains pour passer à 450 millions de dollars américains pour une période de cinq ans. Les deux facilités ont une option de type accordéon de 100 millions de dollars américains et aucune modification n'a été apportée aux clauses restrictives. Les programmes de papier commercial soutenus par ces facilités ont été revus à la baisse pour correspondre aux nouveaux montants des facilités.

Toutes les facilités d'emprunt sont assorties de clauses restrictives habituelles pour ces types de facilités. Les clauses 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.

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

Ratios	Exigences des clauses restrictives	Au 30 juin 2019
Ratio dette bancaire/structure du capital ¹	pas plus de 65 %	51,3 %
Ratio BAIIA bancaire/intérêts débiteurs ^{1, 2}	pas moins de 2,5x	2,7
Ratio dette bancaire/structure du capital (SEMCO) ³	pas plus de 60 %	35,6 %
Ratio BAIIA bancaire/intérêts débiteurs (SEMCO) ³	pas moins de 2,25x	7,3
Ratio dette bancaire/structure du capital (WGL) ⁴	pas plus de 65 %	54,0 %
Ratio dette bancaire/structure du capital (Washington Gas) ⁴	pas plus de 65 %	44,3 %

- 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/capitalisation (SEMCO) sont établis d'après les états financiers consolidés de SEMCO, et le calcul est semblable à celui du ratio dette bancaire/capitalisation et du ratio BAIIA bancaire/intérêts débiteurs.
- 4) Le ratio dette bancaire/capitalisation de WGL est établi d'après les états financiers consolidés de WGL.

Le 7 septembre 2017, un prospectus préalable de base d'un capital de 5,0 milliards de dollars a été déposé. L'objectif du prospectus préalable de base est de faciliter le placement futur, en temps opportun, auprès du public de certains titres de créance ou de capitaux propres, ou les deux, au cours de la période de 25 mois de validité du prospectus préalable de base. Au 30 juin 2019, un capital d'environ 4,6 milliards de dollars restait disponible aux termes du prospectus préalable de base.

Le 4 juin 2018, un prospectus provisoire visant l'émission de titres de créance et d'actions privilégiées d'une valeur de 2,0 milliards de dollars américains a été déposé en Alberta. AltaGas a déposé le prospectus préalable de base simplifié définitif le 13 juin 2018 en Alberta et aux États-Unis, ce qui lui permettra d'accéder aux marchés financiers des États-Unis au cours des 25 mois durant lesquels le prospectus préalable de base demeure en vigueur. Au 30 juin 2019, un capital d'environ 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 2018 n'a pas changé de façon significative.

Information sur les actions

Au 26 juillet 2019

Émises et en circulation

Actions ordinaires	277 214 345
Actions privilégiées	
Série A	5 511 220
Série B	2 488 780
Série C	8 000 000
Série E	8 000 000
Série G	8 000 000
Série I	8 000 000
Série K	12 000 000
Washington Gas – Série à 4,25 \$ US	150 000
Washington Gas – Série à 4,80 \$ US	70 600
Washington Gas – Série à 5,00 \$ US	60 000

Émises

Options sur actions	7 701 091
Options sur actions exerçables	2 738 863

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

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018
<i>(en dollars par action ordinaire)</i>		
Premier trimestre	0,240000 \$	0,547500 \$
Deuxième trimestre	0,240000	0,547500
Troisième trimestre	—	0,547500
Quatrième trimestre	—	0,445000
Total	0,480000 \$	2,087500 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série A

Exercices clos les 31 décembre		
(en dollars par action privilégiée)	2019	2018
Premier trimestre	0,211250 \$	0,211250 \$
Deuxième trimestre	0,211250	0,211250
Troisième trimestre	—	0,211250
Quatrième trimestre	—	0,211250
Total	0,422500 \$	0,845000 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série B

Exercices clos les 31 décembre		
(en dollars par action privilégiée)	2019	2018
Premier trimestre	0,269380 \$	0,217600 \$
Deuxième trimestre	0,270510	0,238720
Troisième trimestre	—	0,249530
Quatrième trimestre	—	0,262770
Total	0,539890 \$	0,968620 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série C

Exercices clos les 31 décembre		
(en dollars américains par action privilégiée)	2019	2018
Premier trimestre	0,330625 \$	0,330625 \$
Deuxième trimestre	0,330625	0,330625
Troisième trimestre	—	0,330625
Quatrième trimestre	—	0,330625
Total	0,661250 \$	1,322500 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série E

Exercices clos les 31 décembre		
(en dollars par action privilégiée)	2019	2018
Premier trimestre	0,337063 \$	0,312500 \$
Deuxième trimestre	0,337063	0,312500
Troisième trimestre	—	0,312500
Quatrième trimestre	—	0,312500
Total	0,674126 \$	1,250000 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série G

Exercices clos les 31 décembre		
(en dollars par action privilégiée)	2019	2018
Premier trimestre	0,296875 \$	0,296875 \$
Deuxième trimestre	0,296875	0,296875
Troisième trimestre	—	0,296875
Quatrième trimestre	—	0,296875
Total	0,593750 \$	1,187500 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série I

Exercices clos les 31 décembre		
(en dollars par action privilégiée)	2019	2018
Premier trimestre	0,328125 \$	0,328125 \$
Deuxième trimestre	0,328125	0,328125
Troisième trimestre	—	0,328125
Quatrième trimestre	—	0,328125
Total	0,656250 \$	1,312500 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série K

Exercices clos les 31 décembre		
<i>(en dollars par action privilégiée)</i>	2019	2018
Premier trimestre	0,312500 \$	0,312500 \$
Deuxième trimestre	0,312500	0,312500
Troisième trimestre	—	0,312500
Quatrième trimestre	—	0,312500
Total	0,625000 \$	1,250000 \$

Dans le cadre de l'acquisition de WGL, AltaGas a repris les actions privilégiées de Washington Gas. Washington Gas a trois séries d'actions privilégiées à dividende cumulatif en circulation. Les dividendes déclarés au cours de la période allant de la clôture de l'acquisition de WGL jusqu'au 30 juin 2019 sont les suivants :

Dividendes sur actions privilégiées – Série à 4,25 \$ US

Exercices clos les 31 décembre		
<i>(en dollars américains par action privilégiée)</i>	2019	2018
Premier trimestre	1,062500 \$	— \$
Deuxième trimestre	1,062500	—
Troisième trimestre	—	1,062500
Quatrième trimestre	—	1,062500
Total	2,125000 \$	2,125000 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série à 4,80 \$ US

Exercices clos les 31 décembre		
<i>(en dollars américains par action privilégiée)</i>	2019	2018
Premier trimestre	1,200000 \$	— \$
Deuxième trimestre	1,200000	—
Troisième trimestre	—	1,200000
Quatrième trimestre	—	1,200000
Total	2,400000 \$	2,400000 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série à 5,00 \$ US

Exercices clos les 31 décembre		
<i>(en dollars américains par action privilégiée)</i>	2019	2018
Premier trimestre	1,250000 \$	— \$
Deuxième trimestre	1,250000	—
Troisième trimestre	—	1,250000
Quatrième trimestre	—	1,250000
Total	2,500000 \$	2,500000 \$

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 2018. 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 des actifs, les impôts sur les bénéfices, les régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite, les actifs et les 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 2018 ainsi qu'à la note 2 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 juin 2019 et pour les trois mois et les six mois clos à cette date.

Adoption de nouvelles normes comptables

Le 1^{er} janvier 2019, AltaGas a adopté les Accounting Standards Updates (ASU) suivantes publiées par le Financial Accounting Standards Board (FASB) :

- ASU No. 2016-02, *Leases* et modifications connexes (collectivement, ASC 842). AltaGas a appliqué l'ASC 842 selon une approche rétrospective modifiée à partir de la date d'entrée en vigueur de la nouvelle norme. L'information comparative n'a pas été retraitée et continue d'être présentée selon l'ancienne norme sur les contrats de location, soit l'ASC 840. AltaGas a appliqué les mesures de simplification transitoires qui permettent à la Société de ne pas avoir à réévaluer a) si des contrats expirés ou en cours renferment des contrats de location, b) le classement des contrats de location dans le cas de contrats expirés ou en cours, et c) les coûts directs initiaux des contrats de location en cours. De plus, AltaGas a appliqué les mesures de simplification transitoires qui permettent à la Société de conserver sa méthode comptable à l'égard des contrats de servitude qui étaient en cours au 1^{er} janvier 2019 ou qui avaient expiré avant cette date. La Société, en qualité de preneur, s'est prévaluée de la mesure de simplification transitoire permettant de ne pas séparer les composantes locatives et non locatives des contrats de location simple visant des immeubles de bureaux, du matériel de bureau, du matériel de transport et des véhicules. Elle s'est également prévaluée, en qualité de bailleur, de la mesure de simplification transitoire permettant de ne pas séparer les composantes locatives et non locatives des accords visant des actifs du secteur Électricité et des installations de traitement du secteur Intermédiaire. AltaGas a appliqué l'exemption relative à la comptabilisation des contrats à court terme en vertu de laquelle les contrats de location d'une durée de douze mois ou moins, compte tenu des options de prolongation dont l'exercice est raisonnablement certain, sont exemptés de la comptabilisation en tant qu'actifs au titre de droits d'utilisation et qu'obligations locatives, donnant plutôt lieu à la comptabilisation de charges au cours de la durée du contrat de location. Cette exemption s'applique à toutes les catégories d'actifs.

À l'adoption de l'ASC 842, tous les contrats de location simple ont été présentés au bilan. L'adoption a donné lieu à une augmentation des actifs à long terme d'environ 181,0 millions de dollars et à une augmentation des passifs à long terme d'environ 170,5 millions de dollars (déduction faite de la tranche à court terme comptabilisée dans les passifs à court terme d'environ 23,3 millions de dollars). Les obligations locatives connexes ont été évaluées à la valeur actualisée des paiements de loyer minimums restants pour les contrats de location en cours, actualisés au moyen du taux d'emprunt marginal de la Société au 1^{er} janvier 2019. Pour ce qui est des contrats de location simple, les actifs au titre de droits d'utilisation connexes ont été comptabilisés à un montant correspondant aux obligations locatives au 1^{er} janvier 2019, compte tenu d'un ajustement pour les loyers payés d'avance ou comptabilisés dans les charges à payer et le solde des avantages incitatifs à la location reçus. L'adoption de l'ASC 842 n'a pas eu d'incidence sur la comptabilisation par le bailleur, l'état des résultats consolidé ou l'état des flux de trésorerie consolidé.

Pour plus de précisions, se reporter également à la note 15 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 juin 2019 et pour les trois mois et les six mois clos à cette date.

- ASU No. 2017-08, *Receivables – Nonrefundable Fees and Other Costs: Premium Amortization on Purchased Callable Debt Securities*. Les modifications apportées par cette ASU raccourcissent la période d'amortissement de certains titres de créance rachetables acquis à prime. Plus particulièrement, en vertu des modifications, la prime doit être amortie sur la période s'échelonnant jusqu'à la date de remboursement la plus proche. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.
- ASU No. 2017-11, *Earnings per action and Derivatives and Hedging – Distinguishing Liabilities from Equity: Accounting for Certain Financial Instruments with Down Round Features, Replacement of the Indefinite Deferral for Mandatorily Redeemable Financial Instruments of Certain Nonpublic Entities and Certain Mandatorily Redeemable Non-controlling Interests with a Scope Exception*. Les modifications apportées par cette ASU simplifient la comptabilisation de certains instruments financiers indexés sur actions et des composantes incorporées assorties de modalités qui réduisent le prix d'exercice à la baisse lorsque le prix établi dans le cadre d'une opération de financement ultérieure est inférieur. Les modifications apportées par cette ASU exigent également que les entités présentent le bénéfice par action en vertu de l'ASC 260 afin de comptabiliser l'incidence d'une modalité de baisse de prix d'exercice liée à une opération de financement ultérieure à prix inférieur d'un instrument financier autonome classé comme instrument de capitaux propres uniquement si la modalité est activée. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.
- ASU No. 2018-07, *Compensation – Stock Compensation: Improvements to Nonemployee Share-Based Payment Accounting*. Les modifications apportées par cette mise à jour étendent le champ d'application du Topic 718 pour inclure les transactions visant l'acquisition de biens et de services auprès de non-salariés et dont le paiement est fondé sur des actions, dans le but d'uniformiser la méthode d'évaluation de ces transactions avec celle utilisée pour les attributions aux employés dont le paiement est fondé sur des actions. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.
- ASU No. 2018-08, *Not-for-Profit-Entities – Clarifying the Scope and the Accounting Guidance for Contributions Received and Contributions Made*. Les modifications apportées par cette ASU précisent si un transfert d'actifs est un

apport ou une transaction d'échange. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

- ASU No. 2018-15, *Intangibles – Goodwill and Other – Internal-Use Software: Customer's Accounting for Implementation Costs Incurred in a Cloud Computing Arrangement (CCA) that is a Service Contract*. Les modifications apportées par cette mise à jour alignent les exigences pour la capitalisation des coûts d'implantation engagés dans un accord d'hébergement qui constitue un contrat de service avec les exigences pour la capitalisation des coûts de mise en œuvre engagés pour élaborer ou obtenir des logiciels pour utilisation interne (et des accords d'hébergement qui comprennent une licence pour les logiciels pour utilisation interne). L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.
- ASU No. 2018-16, *Derivatives and Hedging: Inclusion of the Second Overnight Financing Rate (SOFR) Overnight Index Swap (OIS) Rate as a Benchmark Interest Rate for Hedge Accounting Purposes*. Les modifications apportées par cette mise à jour permettent l'utilisation du taux d'intérêt du swap indexé sur le taux à un jour (taux OIS) selon l'indice SOFR, à titre de taux d'intérêt de référence aux États-Unis aux fins de la comptabilité de couverture. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

Modifications futures de conventions comptables

En juin 2016, le FASB a publié l'ASU No. 2016-13, *Financial Instruments – Credit Losses: Measurement of Credit Losses on Financial Instruments*. Les modifications apportées remplacent le modèle de la perte subie actuellement utilisé par le modèle de la perte attendue pour les actifs financiers évalués au coût amorti. Les modifications apportées par cette mise à jour s'appliquent aux périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2020. L'adoption anticipée est permise. AltaGas évalue actuellement l'incidence de cette mise à jour sur ses états financiers consolidés.

En août 2018, le FASB a publié l'ASU No. 2018-13, *Fair Value Measurement – Disclosure Framework: Changes to the Disclosure Requirements for Fair Value Measurement*. Les modifications apportées par cette mise à jour modifient les obligations d'information pour les évaluations à la juste valeur. Les modifications apportées s'appliquent aux périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2019. L'adoption anticipée est permise. L'adoption de cette norme ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

En août 2018, le FASB a publié l'ASU No. 2018-14, *Compensation-Retirement Benefits-Defined Benefit Plans – General: Disclosure Framework – Changes to the Disclosure Requirements for the Defined Benefit Plans*. Les modifications apportées par cette mise à jour modifient les obligations d'information pour les régimes de retraite à prestations déterminées et les régimes d'avantages complémentaires de retraite. Les modifications apportées s'appliquent aux périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2020. L'adoption anticipée est permise. L'adoption de cette norme ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

En octobre 2018, le FASB a publié l'ASU No. 2018-17, *Consolidation: Targeted Improvements to Related Party Guidance for Variable Interest Entities*. Les modifications apportées par cette ASU permettent une exemption aux sociétés privées relativement aux lignes directrices à l'égard des EDDV pour certaines entités, et précisent qu'une participation indirecte détenue par l'intermédiaire de parties liées sous un contrôle commun sera considérée sur une base proportionnelle au moment de

déterminer si les honoraires versés à un décideur ou à un prestataire de services sont des droits variables. Les modifications apportées par cette mise à jour s'appliquent aux périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2019. Une entité doit appliquer rétrospectivement les modifications en comptabilisant un ajustement au titre de l'effet cumulatif dans les bénéfices non répartis au début de la première période présentée. L'adoption anticipée est permise. L'adoption de cette norme ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

En mars 2019, le FASB a publié l'ASU No. 2019-01, *Leases: Codification Improvements*. Les modifications apportées par cette ASU offrent une exception à la comptabilisation à la juste valeur pour les bailleurs qui ne sont ni fabricants ni concessionnaires, clarifient la présentation des paiements de capital reçus dans le cadre d'un contrat de location-vente ou de location financement dans les états des flux de trésorerie, et précisent les obligations d'information transitoires relatives à l'adoption de l'ASC 842. Les modifications portant sur l'exception à la comptabilisation à la juste valeur et sur la présentation dans l'état des flux de trésorerie s'appliquent aux périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2019. L'adoption anticipée est permise. La modification portant sur les obligations d'information transitoires entre en vigueur à l'adoption de l'ASC 842. L'adoption de cette norme ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

En avril 2019, le FASB a publié l'ASU No. 2019-04, *Financial Instruments: Credit Losses, Derivatives and Hedging, and Codification Improvements*. Les modifications apportées par cette ASU fournissent des précisions et améliorent la codification des normes comptables publiées récemment sur les pertes sur créances (ASU 2016-13), la couverture (ASU 2017-12) et la comptabilisation et l'évaluation des instruments financiers (ASU 2016-01). La date d'entrée en vigueur et les dispositions transitoires des modifications portant sur les pertes sur créances sont les mêmes que celles pour l'ASU 2016-13. Les modifications relatives à la comptabilité de couverture s'appliquent au début de la première période annuelle débutant après la publication de cette ASU et peuvent être appliquées rétrospectivement à la date à laquelle l'ASU 2017-12 a été adoptée ou de façon prospective avec quelques exceptions. Les modifications relatives aux instruments financiers s'appliquent aux périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2019. L'adoption de cette norme ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

En mai 2019, le FASB a publié l'ASU No. 2019-05, *Financial Instruments – Credit Losses: Targeted Transition Relief*. Les modifications apportées par cette ASU offrent aux entités dont certains instruments entrent dans le champ d'application du Subtopic 326-20 – *Financial Instruments - Credit Losses - Measured at Amortized Cost (other than held-to-maturity debt securities)* l'option irrévocable non récurrente de choisir un traitement à la juste valeur sur une base admissible instrument par instrument. La date d'entrée en vigueur et la méthode de transition des modifications apportées par cette norme sont les mêmes que pour l'ASU 2016-13. 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 six mois clos le 30 juin 2019. Pour plus d'information sur les arrangements hors bilan, se reporter aux états financiers consolidés audités et au rapport de gestion au 31 décembre 2018 et pour l'exercice clos à cette date.

Contrôles et procédures de communication de l'information et contrôle interne 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 de Sponsoring Organizations (COSO) de la Treadway Commission.

Au cours du deuxième trimestre de 2019, il n'y a eu aucune modification apportée au CIIF d'AltaGas qui ait eu, ou qui pourrait raisonnablement avoir, une incidence importante sur son CIIF.

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.

Aperçu des activités

AltaGas, société canadienne, est un chef de file nord-américain des infrastructures d'énergie propre qui a de solides possibilités de croissance et dont les activités consistent principalement à détenir et à exploiter des actifs dans le but d'offrir de l'énergie propre et abordable à ses clients. À long terme, la Société vise à étendre ses activités dans des domaines intéressants dans ses secteurs Services publics et Intermédiaire en cherchant à déployer ses capitaux de façon optimale. Dans le secteur Intermédiaire, la Société veille principalement à optimiser la chaîne de valeur entière des exportations énergétiques en fournissant des solutions aux producteurs, y compris, un accès au marché mondial à partir des deux côtes d'Amérique du Nord grâce à son empreinte dans deux des gisements gazéifères les plus prolifiques, soit ceux de Montney et de Marcellus. Afin d'optimiser le déploiement du capital, la Société cherche à investir dans des entreprises de services publics aux États-Unis situées dans de solides marchés de croissance en misant sur une augmentation du capital déployé dans le but de soutenir l'ajout de clients, l'amélioration du réseau et le remplacement accéléré des conduites. AltaGas compte trois secteurs d'activité :

- Le secteur Services publics qui sert près de 1,6 million de clients avec une base tarifaire d'environ 3,6 milliards de dollars américains, détenant des services publics de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés dans cinq territoires aux États-Unis et deux services publics de stockage de gaz naturel à tarifs réglementés aux États-Unis, fournissant du gaz naturel propre et abordable aux foyers et aux entreprises. Le secteur Services publics comprend également les installations de stockage et les contrats de transport et des services d'entreposage de gaz naturel interétatiques.
- Le secteur Intermédiaire, qui comprend une participation de 70 % dans le terminal d'exportation de propane de Ridley Island récemment terminé, permettant à AltaGas de tirer parti de ses actifs le long de la chaîne de valeur énergétique dans l'Ouest canadien, y compris la collecte et le traitement de gaz naturel, l'extraction et le fractionnement de liquides de gaz naturel (LGN) et la commercialisation du gaz naturel et des LGN. Le secteur Intermédiaire comprend également le transport, le stockage, des participations dans trois gazoducs réglementés sur la formation gazière Marcellus/Utica dans le nord-est des États-Unis, les activités de commercialisation au détail de gaz naturel de WGL, une participation de 50 % détenue par la Société dans AltaGas Idemitsu Joint Venture Limited Partnership (AIJVLP), une participation indirecte de 1/3 détenue par la Société dans Petrogas Energy Corp. (Petrogas), par l'entremise de laquelle AltaGas détient une participation dans le terminal Ferndale.
- Le secteur Électricité qui comprend une capacité opérationnelle brute de 1 102 MW générés par des centrales alimentées au gaz naturel, à la biomasse et à l'énergie solaire, d'autres actifs de production décentralisée et des actifs de stockage d'énergie (la vente de certains étant en cours), situés en Alberta, au Canada, ainsi que dans 20 États et dans le District de Columbia, aux États-Unis. Le secteur Électricité comprend également les contrats d'efficacité énergétique et les activités de commercialisation au détail de l'électricité de WGL.

Sommaire des résultats consolidés des huit derniers trimestres¹

(en millions de dollars)	T2-19	T1-19	T4-18	T3-18	T2-18	T1-18	T4-17	T3-17
Total des produits	1 174	1 898	1 727	1 041	610	878	745	502
BAlIA normalisé ²	203	466	394	226	166	223	213	190
Bénéfice net par action ordinaire	41	809	174	(726)	1	49	(11)	18
(en dollars par action)	T2-19	T1-19	T4-18	T3-18	T2-18	T1-18	T4-17	T3-17
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire								
De base	0,15	2,93	0,64	(2,78)	0,01	0,28	(0,06)	0,10
Dilué	0,15	2,93	0,64	(2,78)	0,01	0,28	(0,06)	0,10
Dividendes déclarés	0,24	0,24	0,45	0,55	0,55	0,55	0,54	0,53

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.

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 entrées 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 produits de WGL après la clôture de l'acquisition au troisième trimestre de 2018;
- la faiblesse des prix de l'Alberta Power Pool au cours de 2017;
- la dépréciation du dollar américain au deuxième semestre de 2017 et au premier semestre de 2018 sur les résultats convertis des actifs situés aux États-Unis;
- les températures plus froides connues au quatrième trimestre de 2017, tout au long de 2018 et au premier trimestre de 2019 pour plusieurs des services publics;
- le commencement, le 1^{er} octobre 2017, des activités commerciales à Townsend 2A;
- le commencement, le 1^{er} décembre 2017, des activités commerciales du premier train de l'installation North Pine;
- les pertes sur les contrats de gestion du risque comptabilisées en 2017 et au premier semestre de 2018 découlant des options de change conclues pour atténuer le risque de change associé au prix d'achat au comptant de WGL;
- l'incidence négative de la loi de l'impôt américaine intitulée *Tax Cuts and Jobs Act* (TCJA) sur les produits des services publics aux États-Unis en 2018 et au premier semestre de 2019;
- l'incidence de la vente des actifs secondaires américains du secteur Électricité au quatrième trimestre de 2018;
- l'incidence de la vente des services publics au Canada à ACI au quatrième trimestre de 2018;
- l'incidence de la vente des centrales hydroélectriques du nord-ouest et des actifs secondaires du secteur Intermédiaire et du secteur Électricité au Canada au premier trimestre de 2019;
- l'entrée en service commerciale de RIPET au deuxième trimestre de 2019.

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, l'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 au cours des périodes indiquées a été touché(e) par :

- l'incidence du bénéfice de WGL pour la période suivant l'acquisition le 6 juillet 2018;
- une hausse de la dotation aux amortissements attribuable surtout à la mise en service de nouveaux actifs;
- des provisions après impôts totalisant 84 millions de dollars comptabilisées au quatrième trimestre de 2017 liées aux centrales à capacité de pointe alimentées au gaz de Hanford et Henrietta, à une installation secondaire de traitement de gaz du secteur Intermédiaire en Alberta et à un projet secondaire à capacité de pointe en phase de développement en Californie;
- l'incidence de la TCJA entraînant une diminution d'environ 34 millions de dollars de la charge d'impôts au quatrième trimestre de 2017;
- des coûts de transaction après impôts engagés en 2017 (totalisant 53 millions de dollars) et en 2018 (50 millions de dollars), surtout en raison de l'acquisition de WGL;
- des coûts d'engagements liés aux regroupements de 135 millions de dollars après impôts associés à l'acquisition de WGL comptabilisés au deuxième semestre de 2018;
- des provisions après impôts d'environ 562 millions de dollars comptabilisées en 2018 se rapportant principalement à des actifs détenus en vue de la vente;
- un recouvrement d'impôt d'environ 104 millions de dollars lié aux centrales hydroélectriques du nord-ouest classées comme étant détenues en vue de la vente au 31 décembre 2018;
- l'incidence de la vente des actifs secondaires américains du secteur Électricité au quatrième trimestre de 2018;
- l'incidence de la vente des services publics au Canada à ACI au quatrième trimestre de 2018;
- l'incidence de la vente des centrales hydroélectriques du nord-ouest et des actifs secondaires du secteur Intermédiaire et du secteur Électricité au Canada au premier trimestre de 2019.

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
t	tonne métrique
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure
MMBTU	million de BTU
\$ US	dollar américain

À PROPOS D'ALTAGAS

AltaGas est une société d'infrastructure énergétique exerçant ses activités principalement dans les secteurs Services publics, Intermédiaire et Électricité réglementés. 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

investor.relations@altagas.ca