

RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion daté du 29 octobre 2018 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 septembre 2018 et pour les trois mois et neuf 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 septembre 2018 et pour les trois mois et les neuf mois clos à cette date et les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion au 31 décembre 2017 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 2017 et pour l'exercice clos à cette date ou dans la notice annuelle.

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 particulièrement, les déclarations prospectives contenues dans le présent document concernent notamment la mise en œuvre et la réussite de la stratégie d'AltaGas pour la Société dans son ensemble et pour chacun de ses secteurs d'activité; le maintien à long terme de l'équilibre dans la composition des infrastructures énergétiques dans l'ensemble des secteurs d'activité d'AltaGas; les avantages attendus des infrastructures d'exportation d'AltaGas; la capacité d'AltaGas de tirer profit de la demande d'énergie propre grâce à ses installations d'énergie propre; les avantages attendus de l'acquisition de WGL pour chaque secteur, y compris l'augmentation du BAIIA; l'échéancier et les composantes prévus du remboursement de la facilité de crédit-relais, y compris la vente d'actifs et des placements de titres; la participation prévue d'AltaGas dans AltaGas Canada Inc.; le produit prévu de la vente d'actifs de la Société à ce jour; l'encours prévu de la facilité de crédit-relais après la comptabilisation des ventes d'actifs à ce jour; l'obtention attendue des approbations et le moment prévu de la clôture de la vente des actifs secondaires dans le secteur intermédiaire et le secteur de l'électricité au Canada et des actifs de production d'énergie alimentés au gaz naturel en Californie; les répercussions prévues de la transaction Black Swan, y compris les dépenses en immobilisations prévues associées à cette transaction; l'agrandissement prévu du complexe de Townsend; les avantages attendus de la transaction Kelt; l'augmentation prévue du BAIIA et des liquidités provenant de l'exploitation par rapport à l'exercice précédent et l'incidence prévue des facteurs qui y contribuent; l'exposition prévue aux différentiels de fractionnement, compte non tenu des activités de couverture; les dépenses en immobilisations prévues à la grandeur de l'entreprise, par secteur et par projet; les dépenses prévues en immobilisations liées à l'entretien; le financement attendu des engagements de dépenses en immobilisations; les coûts, la capacité, les ententes tarifaires, le calendrier, l'approvisionnement et les avantages prévus de RIPET; l'agrandissement prévu du gazoduc Central Penn et la date de mise en service prévue; l'échéancier, le coût et l'investissement prévus du gazoduc Mountain Valley; les attentes à l'égard de l'échéancier et de la capacité du projet de stockage de gaz naturel d'Alton; les dépenses en immobilisations prévues et la croissance de la nouvelle clientèle dans le secteur des services publics, le coût estimé des plans accélérés de remplacement des conduites; le calendrier attendu du pipeline de jonction Marquette; la valeur potentielle des projets solaires de WGL; le calendrier prévu des décisions relatives aux demandes de révision des tarifs au Maryland, en Virginie et de la part de CINGSA, et de l'audience du projet de redondance de CINGSA; et l'atteinte prévue des objectifs d'AltaGas de maintenir ses notes de première qualité, de s'assurer d'avoir des

liquidités appropriées, de maximiser la rentabilité de ses actifs existants et d'accroître son infrastructure énergétique. Ces énoncés comportent des risques connus et inconnus, des incertitudes et d'autres facteurs pouvant faire en sorte que les résultats, les événements et les réalisations réels diffèrent considérablement de ceux exprimés ou sous-entendus par ces énoncés. Ces énoncés reflètent les attentes, estimations et prévisions actuelles d'AltaGas fondées sur des facteurs et hypothèses importants à la date des énoncés. Les hypothèses importantes concernent, entre autres, l'offre, la demande et les prix attendus des produits de base; les volumes et tarifs; les taux de change; l'inflation; les taux d'intérêt; les notes de crédit; les approbations et politiques réglementaires; les charges d'exploitation et les dépenses en immobilisations futures; les dates d'achèvement des projets; les attentes quant à la capacité; l'incidence de modifications récentes apportées aux lois fiscales américaines; le résultat des négociations de contrats commerciaux importants et le financement de l'acquisition de WGL.

Les énoncés prospectifs d'AltaGas sont exposés à des risques et à des incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats ou les événements réels diffèrent considérablement de ceux qu'ils prévoient. Ces risques et incertitudes comprennent, sans s'y limiter, l'accès et le recours aux marchés financiers, la valeur marchande des titres d'AltaGas, la capacité d'AltaGas de verser des dividendes, la capacité d'AltaGas d'assurer le service de sa dette et son refinancement et de gérer ses notes et son risque de crédit; la conjoncture économique; les litiges potentiels; les relations d'AltaGas avec ses parties prenantes externes, y compris les parties prenantes des peuples autochtones; les volumes de production et l'incidence des prix, de l'offre et de la composition des produits de base et autres risques de marché; les prix de l'électricité disponible; les taux d'intérêt, les taux de change et le risque de contrepartie; les accords de représentant visant Harmattan; le contexte législatif et réglementaire; des sinistres insuffisamment assurés; les conditions météorologiques, l'hydrologie et les changements climatiques; la possibilité d'interruptions du service; l'approvisionnement à partir de Cook Inlet; la disponibilité de biocombustible; la capacité d'AltaGas de développer, de mettre sous contrat et d'exploiter des actifs de façon sécuritaire et rentable; la capacité d'AltaGas de mettre à jour son infrastructure en temps opportun; la dépendance d'AltaGas par rapport à certains partenaires; l'incidence des changements climatiques et de la taxation du carbone; l'incidence des coûts de mise hors service, de cessation de l'exploitation ou de remise en état; l'incidence des relations de travail et de la dépendance au personnel clé; les risques liés à la cybersécurité; les risques liés à l'acquisition et à l'intégration de WGL et les activités sous-jacentes de WGL; et les autres facteurs analysés sous la rubrique «Facteurs de risque» de la notice annuelle de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 et énoncés dans les autres documents d'information continue d'AltaGas.

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

FAITS RÉCENTS

Appel public à l'épargne d'AltaGas Canada Inc.

Le 12 septembre 2018, AltaGas a déposé un prospectus provisoire dans le cadre du premier appel public à l'épargne (PAPE) d'AltaGas Canada Inc. (ACI), filiale en propriété exclusive d'AltaGas. ACI détiendra des actifs de service public de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés canadiens et des parcs éoliens visés par des contrats au Canada, ainsi qu'une participation indirecte d'environ 10 % dans les centrales hydroélectriques du nord-ouest en Colombie-Britannique. Le prospectus définitif a été déposé le 18 octobre 2018 reflétant le prix final de 14,50 \$ l'action ordinaire d'ACI. Le 25 octobre 2018, le PAPE d'ACI a été achevé avec succès. À la clôture, AltaGas détient environ 45 % des actions ordinaires d'ACI, pourcentage qui pourrait être ramené à environ 37 % si l'option de surallocation est exercée en totalité. Le produit total prévu pour AltaGas (y compris 239 millions de dollars provenant de la vente d'actions ordinaires et 635 millions de dollars de titres créances) est d'environ 874 millions de dollars (avant déduction de la rémunération des preneurs fermes et des frais de prise ferme) et pourrait atteindre environ 910 millions de dollars (avant déduction des commissions et frais de prise ferme) si l'option de surallocation était exercée en totalité.

Le produit prévu du PAPE d'ACI, la vente d'actifs secondaires du secteur intermédiaire et du secteur de l'électricité (voir la rubrique *Vente imminentes d'actifs secondaires dans le secteur intermédiaire et le secteur de l'électricité* ci-dessous), ainsi que la récente monétisation réalisée à l'égard de la participation de 35 % dans les centrales hydroélectriques du nord-ouest au deuxième trimestre de 2018 devraient permettre d'amasser environ 2,4 milliards de dollars (1,9 milliard de dollars américains). Après avoir tenu compte de ces ventes d'actifs, AltaGas disposera encore d'environ 1,2 milliard de dollars américains sur la facilité de crédit-relais liée à l'acquisition de WGL Holdings, Inc. (l'acquisition de WGL). La dernière étape prévue dans le remboursement de la facilité de crédit-relais devrait comprendre l'émission de titres d'emprunt à terme et de titres hybrides. AltaGas prévoit terminer toutes les étapes de financement pour le remboursement total de l'encours de la facilité de crédit-relais au quatrième trimestre de 2018.

Vente imminente d'actifs secondaires dans le secteur intermédiaire et le secteur de l'électricité

Le 10 septembre 2018, AltaGas a annoncé qu'elle avait conclu des ententes définitives visant la vente d'actifs secondaires dans le secteur intermédiaire et le secteur de l'électricité au Canada et d'actifs de production d'énergie aux États-Unis, pour un produit totalisant environ 560 millions de dollars. Le produit servira à rembourser une partie importante de la facilité de crédit-relais.

Les actifs secondaires dans le secteur intermédiaire et les actifs de production d'énergie au Canada sont vendus à Birch Hill Equity Partners Management Inc., en sa qualité de commandité de Birch Hill Equity Partners Fund V (Birch Hill), pour un montant d'environ 165 millions de dollars. La vente comprend le portefeuille de clients commerciaux et industriels d'AltaGas au Canada ainsi que 43,7 millions d'actions de Tidewater Midstream and Infrastructure Inc. (Tidewater). La vente des actions de Tidewater a eu lieu en septembre 2018 pour un produit d'environ 63 millions de dollars, le reste de la transaction devant être réalisé au quatrième trimestre de 2018, sous réserve de diverses approbations.

Les actifs hydroélectriques alimentés au gaz naturel en Californie sont vendus à Middle River Power III (Middle River), filiale en propriété exclusive d'Avenue Capital, pour un prix d'acquisition total d'environ 300 millions de dollars américains. Les actifs comprennent les centrales Tracy, Hanford et Henrietta d'une puissance totale de 523 MW. La date d'entrée en vigueur de la transaction est le 1^{er} septembre 2018 et elle devrait être clôturée au quatrième trimestre de 2018, sous réserve des approbations réglementaires.

Acquisition de WGL Holdings, Inc. (WGL)

À la suite de la réception de toutes les approbations réglementaires fédérales, étatiques et locales requises, le 6 juillet 2018, la Société a acquis WGL Holdings, Inc., créant ainsi un chef de file nord-américain dans l'économie de l'énergie propre et améliorant la position d'AltaGas à titre de chef de file des entreprises d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord. Le coût d'acquisition global s'est élevé à environ 9,3 milliards de dollars (7,1 milliards de dollars américains) y compris la reprise d'une dette d'environ 3,3 milliards de dollars (2,5 milliards de dollars américains) et 41 millions de dollars (31 millions de dollars américains) d'actions privilégiées. L'acquisition de WGL profitera aux trois secteurs d'activité : Gaz, Électricité et Services publics. Dans le secteur Gaz, les activités intermédiaires regroupées procureront aux fournisseurs un accès au marché mondial; dans le secteur Électricité, une empreinte de production d'énergie propre couvrant l'hydroélectricité, le gaz, l'éolien, le solaire à petite échelle, la biomasse et le stockage d'énergie élargira l'offre d'énergie propre d'AltaGas; et dans le secteur Services publics, les actifs de grande qualité des services publics seront soutenus par des flux de trésorerie tirés d'activités à tarifs réglementés et à faible risque.

En vertu des modalités de la transaction, les actionnaires de WGL ont reçu 88,25 \$ US par action ordinaire. La contrepartie en espèces nette s'est établie à environ 6,0 milliards de dollars (4,6 milliards de dollars américains). L'acquisition de WGL a été financée au moyen du produit net d'environ 2,3 milliards de dollars tiré de la vente de reçus de souscription, du produit brut d'environ 922 millions de dollars provenant de la vente d'une participation minoritaire de 35 % dans les centrales hydroélectriques du nord-ouest, des prélèvements sur la facilité de crédit liée à l'acquisition entièrement confirmée de 3,0 milliards de dollars (2,3 milliards de dollars américains) et de l'encaisse disponible. Le financement total comprenait des montants additionnels pour le paiement des frais et des engagements réglementaires liés à l'acquisition de WGL. La facilité de crédit liée à l'acquisition pourrait demeurer en place jusqu'à 12 à 18 mois après la clôture de l'acquisition de WGL, toutefois AltaGas prévoit rembourser la totalité de la facilité au quatrième trimestre de 2018 sous réserve de la clôture de la vente imminente des actifs et du calendrier de l'émission de titres d'emprunt à terme et de titres hybrides. La vente des reçus de souscription a été réalisée au cours du premier trimestre de 2017 (voir la rubrique *Information sur les actions* ci-après) et à la clôture de l'acquisition de WGL, les reçus de souscription ont été échangés contre environ 84,5 millions d'actions ordinaires d'AltaGas.

WGL est une entreprise d'infrastructures énergétiques diversifiée et l'unique actionnaire ordinaire de Washington Gas Light Company (Washington Gas), service public de gaz naturel réglementé dont le siège social est situé à Washington et qui compte environ 1,2 million de clients en Virginie, au Maryland et dans le district de Columbia. WGL exerce des activités intermédiaires en pleine croissance au moyen d'investissements dans des infrastructures de collecte de gaz naturel et de gazoducs réglementés sur la formation gazière Marcellus/Utica, dans le nord-est des États-Unis. Les activités intermédiaires de WGL comprennent des contrats de transport interétatiques et de stockage ainsi que des capacités d'exportation d'énergie par voie maritime à partir de la côte est des États-Unis grâce à l'accès de WGL au terminal de GNL de Cove Point, dans le Maryland, qui a été aménagé par un tiers et qui a récemment commencé à exporter du GNL. WGL possède également des actifs de production d'énergie propre faisant l'objet de contrats et se concentre sur la propriété d'actifs de production décentralisée d'énergie solaire et d'efficacité énergétique partout aux États-Unis. En outre, WGL mène des activités de détail de commercialisation de l'énergie et du gaz naturel auprès d'environ 211 000 clients au Maryland, en Virginie, au Delaware, en Pennsylvanie et dans le district de Columbia. Compte tenu de la clôture de l'acquisition de WGL, AltaGas possède des actifs totalisant plus de 22 milliards de dollars et environ 1,8 million de clients de gaz naturel à tarifs réglementés (environ 1,6 million de clients après la clôture du PAPE d'ACI).

Les activités de WGL sont exercées par les trois secteurs d'activité d'AltaGas : Gaz, Électricité et Services publics. Plus particulièrement :

- Le secteur Gaz d'AltaGas comprend maintenant la participation de WGL Midstream, Inc. (WGL Midstream) dans quatre gazoducs du nord-est des États-Unis, soit une participation de 30 % dans Stonewall Gas Gathering System (Stonewall), qui est actuellement en service et conçu pour recueillir 1,4 gpc/j en provenance de la Virginie-Occidentale; une participation nette de 21 % dans Central Penn Pipeline (Central Penn), qui est conçu pour transporter 1,7 gpc/j en Pennsylvanie et dont la mise en service a eu lieu en octobre 2018; une participation de 10 % dans Mountain Valley, qui est conçu pour transporter 2,0 gpc/j à partir de la Virginie-Occidentale jusqu'à la Virginie et dont la date de mise en service est prévue pour le quatrième trimestre de 2019 et une participation de 10 % dans le projet du gazoduc Constitution. En outre, le secteur Gaz d'AltaGas inclura les résultats des activités de commercialisation de gaz au détail de WGL Energy Services, Inc. (WGL Energy Services).
- Le secteur Électricité d'AltaGas comprend maintenant les résultats de WGL Energy Systems, Inc. (WGL Energy Systems), qui fournit des solutions propres et éconergétiques, y compris la production décentralisée (l'énergie solaire commerciale, les piles à combustible, la cogénération de chaleur et d'électricité et d'autres solutions de production décentralisée), et des projets d'efficacité énergétique aux gouvernements et aux clients commerciaux, ainsi que les activités de WGSW Inc. (WGSW), société de portefeuille créée pour investir dans des actifs d'énergie de remplacement. De plus, le secteur Électricité d'AltaGas comprend les résultats des activités de commercialisation de l'énergie au détail de WGL Energy Services.
- Le secteur Services publics d'AltaGas comprend maintenant les résultats des activités de Washington Gas et Hampshire Gas Company (Hampshire). Washington Gas fournit des services réglementés de distribution de gaz (y compris la vente et la livraison de gaz naturel) aux clients finaux. Hampshire fournit des services réglementés de stockage de gaz naturel interétatiques à Washington Gas.

Pour les trois mois et neuf mois clos le 30 septembre 2018, les résultats de WGL ont été inclus pour la période suivant la clôture de la transaction le 6 juillet 2018.

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., et SEMCO Holding Corporation; pour ce qui est des activités du secteur Gaz, AltaGas Extraction and Transmission Limited Partnership, AltaGas Pipeline Partnership, AltaGas Processing Partnership, AltaGas Northwest Processing Limited Partnership et Harmattan Gas Processing Limited Partnership; pour ce qui est des activités du secteur Électricité, Coast Mountain Hydro Limited Partnership, Northwest Hydro Limited Partnership, Blythe Energy Inc. (Blythe) et AltaGas San Joaquin Energy Inc.; et pour ce qui est des activités du secteur Services publics, AltaGas Utilities Inc. (AUI), Heritage Gas Limited (Heritage Gas), Pacific Northern Gas Ltd. (PNG) 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), et ses activités de distribution de gaz naturel en Alaska, sous la dénomination ENSTAR Natural Gas Company (ENSTAR). Par suite de la clôture du PAPE d'ACI, AUI, Heritage Gas et PNG ne sont plus des filiales d'AltaGas.

À la clôture de l'acquisition de WGL, les filiales d'AltaGas comprennent également Wrangler 1 LLC, WGL Holdings Inc. et Washington Gas Resources Corporation; dans le secteur Gaz, WGL Midstream et les activités de commercialisation de gaz au détail de WGL Energy Services; dans le secteur Électricité, WGSW, WGL Energy Systems et les activités de commercialisation d'électricité au détail de WGL Energy Services; et, dans le secteur Services publics, Washington Gas et Hampshire.

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 l'ensemble de ses secteurs d'activité Gaz, Électricité et Services publics, en cherchant à déployer ses capitaux de façon optimale. Dans le secteur Gaz, 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 diversifier son investissement dans des entreprises de services publics aux États-Unis situées dans de solides marchés de croissance en misant sur une augmentation de la construction dans le but de soutenir l'ajout de clients, sur l'amélioration du réseau et sur le remplacement accéléré des conduites. Dans le secteur Électricité, AltaGas cherche à créer des solutions innovatrices moyennant des dépenses d'investissement modérées en utilisant l'expertise de la Société en énergie propre. AltaGas compte trois secteurs d'activité :

- Le secteur Gaz, qui transporte plus de 3 gpc/j de gaz naturel et comprend la collecte et le traitement de gaz naturel, l'extraction et le fractionnement de liquides de gaz naturel (LGN), le transport, le stockage et la commercialisation du gaz naturel et des LGN, une participation de 50 % détenue par la Société dans AltaGas Idemitsu Joint Venture Limited Partnership (AIJVLP), une participation indirecte de 33 1/3 % détenue par la Société dans Petrogas Energy Corp. (Petrogas), par l'entremise de laquelle AltaGas détient une participation dans le terminal Ferndale, une participation dans quatre gazoducs réglementés sur la formation gazière Marcellus/Utica, dans le nord-est des États-Unis et dans les activités de commercialisation au détail de gaz naturel de WGL;
- Le secteur Électricité qui, à la suite de la clôture du premier appel public à l'épargne d'AltaGas Canada Inc. comprend une capacité de production brute de 1 931 MW générée par des centrales alimentées au gaz naturel, à la biomasse et à l'énergie solaire, des centrales hydroélectriques, des centrales éoliennes, d'autres actifs de production décentralisée et des actifs de stockage d'énergie situés dans 2 provinces au Canada et 20 États et le District of 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; et
- Le secteur Services publics qui, à la suite de la clôture du PAPE d'ACI, sert près de 1,6 million de clients avec une base tarifaire d'environ 4,4 milliards de dollars puisqu'il détient des services publics de distribution de gaz naturel réglementés dans cinq territoires aux États-Unis et un service public de stockage de gaz naturel à tarifs réglementés aux États-Unis, qui fournit du gaz naturel propre et abordable aux foyers et aux entreprises. Le secteur des services publics comprend également les installations de stockage et les contrats de transport et d'entreposage de gaz naturel interétatiques.

FAITS SAILLANTS DU TROISIÈME TRIMESTRE

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

- Le 6 juillet 2018, AltaGas a clôturé l'acquisition de WGL pour un prix d'achat global d'environ 9,3 milliards de dollars (7,1 milliards de dollars américains) y compris la reprise de dette et d'actions privilégiées. À la clôture de l'acquisition de WGL, 84,5 millions de reçus de souscription ont été échangés contre des actions ordinaires.
- Le 12 septembre 2018, AltaGas a déposé un prospectus provisoire dans le cadre du PAPE d'AltaGas Canada Inc., filiale en propriété exclusive d'AltaGas. ACI détiendra des actifs de service public de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés canadiens et des parcs éoliens visés par des contrats au Canada, ainsi qu'une participation indirecte d'environ 10 % dans les centrales hydroélectriques du nord-ouest en Colombie-Britannique.
- Le 10 septembre 2018, AltaGas a annoncé qu'elle avait conclu des ententes définitives visant la vente d'actifs secondaires dans le secteur intermédiaire et le secteur de l'électricité au Canada et d'actifs de production d'énergie aux États-Unis, pour un produit totalisant environ 560 millions de dollars.
- Le 26 septembre 2018, AltaGas a annoncé qu'elle avait conclu une entente définitive avec Black Swan Energy Ltd. (Black Swan) visant l'acquisition d'une participation de 50 % dans certaines usines de traitement du gaz naturel existantes ou futures de Black Swan. AltaGas et Black Swan concluront également des ententes de traitement, de transport et de commercialisation à long terme qui comprennent la nouvelle infrastructure de manutention de liquides d'AltaGas, ce qui raffermit la proposition de valeur d'AltaGas dans le nord-ouest de la Colombie-Britannique et offre aux producteurs d'autres possibilités d'exportation d'énergie. Le total des dépenses en immobilisations d'AltaGas devrait atteindre environ 230 millions de dollars et la transaction devrait être clôturée le 2 octobre 2018.
- Le 27 août 2018, AltaGas a annoncé qu'elle avait conclu des ententes définitives avec Kelt Exploration (LNG) Ltd. (Kelt) visant à fournir une solution d'infrastructure énergétique pour la zone Inga Montney riche en liquides située en Colombie-Britannique. Ces ententes commerciales soutiennent l'agrandissement du complexe Townsend d'AltaGas, y compris l'ajout d'une usine de traitement de gaz de coupe lourde C3+ de 198 mmpc/j et procure à Kelt le traitement garanti de 75 mmpc/j de gaz brut en vertu d'une entente ferme initiale de 10 ans.
- Le 26 juillet 2018, AltaGas a annoncé l'élargissement de son conseil d'administration (le conseil), le faisant passer de neuf à douze membres, et la nomination de trois nouveaux administrateurs. L'élargissement du conseil reflète la portée et la complexité croissante d'AltaGas ainsi que l'expérience et les connaissances requises par le conseil pour appuyer les activités et les objectifs stratégiques d'AltaGas.
- Le 25 juillet 2018, AltaGas a annoncé la démission de David Harris, président et chef de la direction. David Cornhill, fondateur et président du conseil d'AltaGas, et Phillip Knoll, membre du conseil et dirigeant qui bénéficie d'une vaste expérience du secteur, agiront à titre de co-chefs de la direction jusqu'à ce qu'un remplaçant soit trouvé. Les priorités stratégiques clés, le plan de financement de WGL et les activités commerciales demeurent inchangés et en voie de se réaliser.
- Le BAIIA normalisé s'est établi à 226 millions de dollars, par rapport à 190 millions de dollars au troisième trimestre de 2017.
- Les liquidités provenant de l'exploitation normalisées se sont établies à 117 millions de dollars (0,45 \$ par action), en regard de 143 millions de dollars (0,83 \$ par action) au troisième trimestre de 2017.
- La perte nette attribuable aux actions ordinaires a atteint 726 millions de dollars (2,78 \$ par action), en comparaison d'un bénéfice net de 18 millions de dollars (0,10 \$ par action) au troisième trimestre de 2017.
- La perte nette normalisée s'est établie à 17 millions de dollars (0,07 \$ par action), contre un bénéfice net normalisé de 48 millions de dollars (0,28 \$ par action) au troisième trimestre de 2017.
- La dette nette était de 10,4 milliards de dollars au 30 septembre 2018, contre 3,6 milliards de dollars au 31 décembre 2017.
- Le ratio d'endettement net était de 60 % au 30 septembre 2018, contre 44 % au 31 décembre 2017.

FAITS SAILLANTS APRÈS LA CLÔTURE DU TRIMESTRE

- Le 18 octobre 2018, AltaGas a annoncé le dépôt du prospectus définitif et l'établissement du prix des actions ordinaires dans le cadre du PAPE d'ACI. Le prix définitif a été établi à 14,50 \$ l'action ordinaire d'ACI.
- Le 25 octobre 2018, le PAPE d'ACI a été réalisé avec succès. AltaGas détient environ 45 % des actions ordinaires d'ACI, pourcentage qui pourrait être ramené à environ 37 % si l'option de surallocation est exercée en totalité. À la clôture, le produit total prévu pour AltaGas (y compris 239 millions de dollars provenant de la vente d'actions ordinaires et 635 millions de dollars de titres de créance) est d'environ 874 millions de dollars (avant déduction de la rémunération des preneurs fermes et des frais de prise ferme) et pourrait atteindre environ 910 millions de dollars (avant déduction des commissions et frais de prise ferme) si l'option de surallocation était exercée en totalité.
- Le 4 octobre 2018, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a accordé l'autorisation de mettre en service le gazoduc Central Penn. Le gazoduc est entré en service le 6 octobre 2018.
- Le 29 octobre 2018, le conseil a suspendu, jusqu'à nouvel ordre, son régime de réinvestissement de dividendes Premium Dividend avec prise d'effet le 18 décembre 2018. Par conséquent, le dividende à payer le 17 décembre 2018 sera le dernier dividende à être inclus dans le régime de réinvestissement de dividendes Premium Dividend. Le régime de réinvestissement des dividendes demeurera inchangé.

REVUE FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

(en millions de dollars)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Produits	1 041	502	2 530	1 811
BAIIA normalisé ¹	226	190	615	584
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires	(726)	18	(676)	41
Bénéfice net (perte nette) normalisé ¹	(17)	48	76	141
Total de l'actif	22 958	9 932	22 958	9 932
Total du passif à long terme	11 319	4 624	11 319	4 624
Acquisition d'immobilisations corporelles, montant net	367	147	556	274
Dividendes déclarés ²	162	90	357	268
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées ¹	117	143	407	436

(en dollars par action, sauf les actions en circulation)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	(2,78)	0,10	(3,28)	0,24
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – dilué(e)	(2,78)	0,10	(3,28)	0,24
Bénéfice net (perte nette) normalisé – de base ¹	(0,07)	0,28	0,37	0,83
Dividendes déclarés ²	0,55	0,53	1,64	1,58
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées ¹	0,45	0,83	1,98	2,57
Actions en circulation – de base (en millions)				
Au cours de la période ³	261	172	206	170
À la fin de la période	269	173	269	173

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

2) Dividendes déclarés par action ordinaire par mois de 0,175 \$ à compter du 25 août 2016, et de 0,1825 \$ à compter du 27 novembre 2017.

3) Moyenne pondérée.

Trois mois clos les 30 septembre

Le BAIIA normalisé pour le troisième trimestre de 2018 s'est établi à 226 millions de dollars, par rapport à 190 millions de dollars au trimestre correspondant de 2017. Les facteurs qui ont eu une incidence positive sur le BAIIA normalisé comprennent les apports de WGL pour la période suivant la clôture de la transaction le 6 juillet 2018, les apports des installations Townsend 2A et North Pine qui ont commencé leurs activités commerciales au quatrième trimestre de 2017, la hausse du différentiel de fractionnement réalisé et le raffermissement du dollar américain par rapport aux résultats présentés tirés des actifs américains, le tout ayant été en partie contrebalancé par la baisse du débit de la rivière aux centrales hydroélectriques du nord-ouest, le recul des produits provenant de SEMCO en raison de la réforme fiscale aux États-Unis, l'expiration de l'entente d'achat d'électricité (EAE) à la centrale alimentée au gaz Ripon en mai 2018 (partiellement compensée par un contrat de services d'adéquation des ressources commençant au deuxième trimestre de 2018 et venant à échéance à la fin de 2018), et l'incidence du changement d'exploitant à l'installation d'extraction Younger (Younger). Pour les trois mois clos le 30 septembre 2018, le taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain a augmenté pour se fixer à 1,31, contre 1,25 au trimestre correspondant de 2017, entraînant une augmentation du BAIIA normalisé d'environ 3 millions de dollars.

Les liquidités provenant de l'exploitation normalisées pour le troisième trimestre de 2018 se sont établies à 117 millions de dollars (0,45 \$ par action), en regard de 143 millions de dollars (0,83 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2017. La diminution s'explique principalement par les mêmes facteurs que ceux signalés pour le BAIIA normalisé et par une hausse des intérêts débiteurs. Au troisième trimestre de 2018, AltaGas a reçu 3 millions de dollars en dividendes sur les actions privilégiées de Petrogas (3 millions de dollars en 2017) et 1 million de dollars en dividendes sur les actions ordinaires de Petrogas (1 million de dollars en 2017).

Au troisième trimestre de 2018, AltaGas a comptabilisé des provisions avant impôts d'environ 698 millions de dollars (539 millions de dollars après impôts). Ces provisions sont principalement liées aux actifs classés comme détenus en vue de la vente, notamment les actifs de San Joaquin Power en Californie comprenant les centrales Tracy, Hanford et Henrietta, les actifs secondaires dans le secteur intermédiaire et le secteur de l'électricité au Canada, et certains actifs compris dans le PAPE d'ACI. (Voir les rubriques *Vente imminentes d'actifs secondaires dans le secteur intermédiaire et le secteur de l'électricité* et *Appel public à l'épargne d'AltaGas Canada Inc.* ci-dessus). De plus, des provisions avant impôt de 37 millions de dollars et de 2 millions de dollars ont été comptabilisées à l'égard respectivement de certains actifs restants et du projet de reprise de la production de gaz à Pomona.

Les charges d'exploitation et d'administration pour le troisième trimestre de 2018 ont atteint 496 millions de dollars, contre 125 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2017. L'augmentation tient surtout aux coûts de 182 millions de dollars engagés dans le cadre du regroupement avec WGL et à la hausse des coûts de transaction liés aux acquisitions (principalement liée à l'acquisition de WGL) de 35 millions de dollars au troisième trimestre de 2018 en regard de 9 millions de dollars au trimestre correspondant de 2017, ainsi qu'à l'inclusion des charges d'exploitation et d'administration de WGL pour la période suivant la clôture de la transaction le 6 juillet 2018. La charge d'amortissement s'est élevée à 122 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2018, contre 69 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2017. L'augmentation s'explique principalement par la charge d'amortissement sur les actifs acquis dans le cadre de l'acquisition de WGL. Les intérêts débiteurs pour le troisième trimestre de 2018 se sont élevés à 112 millions de dollars, contre 40 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2017. L'augmentation est essentiellement attribuable à l'intérêt sur la facilité de crédit-relais, 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 221 millions de dollars au troisième trimestre de 2018, comparativement à une charge d'impôts de 14 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2017. La diminution de la charge d'impôt est surtout attribuable aux recouvrements d'impôt comptabilisés à l'égard de provisions pour actifs et aux coûts engagés dans le cadre de l'acquisition de WGL.

La perte nette attribuable aux actions ordinaires pour le troisième trimestre de 2018 a atteint 726 millions de dollars (2,78 \$ par action), en comparaison d'un bénéfice net de 18 millions de dollars (0,10 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2017. La diminution s'explique principalement par les provisions pour actifs comptabilisés au cours du trimestre comme il a été mentionné ci-dessus, la hausse des coûts engagés dans le cadre de la transaction et du regroupement liés à l'acquisition de WGL, l'augmentation de la charge d'amortissement, la hausse des intérêts débiteurs et l'augmentation du bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, le tout en partie contrebalancé par une augmentation du recouvrement d'impôts, les mêmes facteurs que ceux indiqués plus haut qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé, une baisse des pertes latentes comptabilisées sur les contrats de gestion du risque et la hausse des gains sur les placements.

La perte nette normalisée a atteint 17 millions de dollars (0,07 \$ par action), pour le troisième trimestre de 2018, en comparaison d'un bénéfice net normalisé de 48 millions de dollars (0,28 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2017. La diminution s'explique essentiellement par la hausse de la charge d'amortissement, des intérêts débiteurs et des dividendes sur actions privilégiées, le tout en partie compensé par une hausse du recouvrement d'impôts et par les mêmes facteurs que ceux indiqués plus haut qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé. Pour le troisième trimestre de 2018, le bénéfice net a été normalisé pour tenir compte des montants après impôts relatifs aux provisions pour actifs, des coûts de transaction et des coûts de regroupement liés à l'acquisition de WGL, des gains sur les placements, des pertes latentes sur les contrats de gestion du risque, des gains réalisés sur les dérivés de change, de la variation de la juste valeur des stocks optimaux de gaz naturel et des coûts de financement relatifs à la facilité de crédit-relais de 12 millions de dollars. Pour le troisième trimestre de 2017, le bénéfice net avait été normalisé pour tenir compte des montants après impôts relatifs aux coûts de transaction liés aux acquisitions, des pertes latentes sur les contrats de gestion du risque, des gains latents sur les placements à long terme et des coûts de financement de 4 millions de dollars relatifs à la facilité de crédit-relais dans le cadre de l'acquisition de WGL.

Neuf mois clos les 30 septembre

Le BAIIA normalisé pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018 s'est établi à 615 millions de dollars, par rapport à 584 millions de dollars pour la période correspondante de 2017. L'augmentation s'explique principalement par les apports de WGL pour la période suivant la clôture de la transaction le 6 juillet 2018, une hausse du différentiel de fractionnement réalisé et des volumes exposés aux différentiels de fractionnement, les apports des installations Townsend 2A et North Pine qui ont commencé leurs activités commerciales au quatrième trimestre de 2017 et la croissance de la base tarifaire et de la clientèle ainsi que les températures plus basses qu'ont connues certains de nos services publics. Ces augmentations ont été en partie contrebalancées par le recul des produits de SEMCO en raison de la réforme fiscale aux États-Unis, la baisse du débit de la rivière aux centrales hydroélectriques du nord-ouest, l'expiration de l'EAE à la centrale Ripon en mai 2018 (partiellement compensée par un nouveau contrat de services d'adéquation des ressources commençant au deuxième trimestre de 2018 et venant à échéance à la fin de 2018), l'incidence de la dépréciation du dollar américain sur les résultats présentés à l'égard des actifs américains et la diminution de la quote-part des bénéfices provenant de Petrogas. Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018, le taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain a diminué, pour se fixer à 1,29, contre 1,31 pour la période correspondante de 2017, entraînant une diminution du BAIIA normalisé d'environ 6 millions de dollars.

Les liquidités provenant de l'exploitation normalisées pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018 se sont établies à 407 millions de dollars (1,98 \$ par action), en regard de 436 millions de dollars (2,57 \$ par action) pour la période correspondante de 2017, sous l'effet des mêmes facteurs que pour le BAIIA normalisé et de la hausse des intérêts débiteurs. Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2018, AltaGas a reçu 9 millions de dollars en dividendes sur les actions privilégiées de Petrogas (9 millions de dollars en 2017) et 4 millions de dollars en dividendes sur les actions ordinaires de Petrogas (4 millions de dollars en 2017).

Comme il a été mentionné ci-dessus, au troisième trimestre de 2018, AltaGas a comptabilisé une provision avant impôts d'environ 698 millions de dollars (539 millions de dollars après impôts) liée essentiellement aux actifs détenus en vue de la vente.

Les charges d'exploitation et d'administration pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018 ont atteint 783 millions de dollars, comparativement à 421 millions de dollars pour la période correspondante de 2017. L'augmentation tient surtout aux coûts de 182 millions de dollars engagés dans le cadre du regroupement avec WGL et à la hausse des coûts de transaction liés aux acquisitions (liés essentiellement à l'acquisition de WGL) de 52 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2018 contre 50 millions de dollars pour la période correspondante de 2017, ainsi qu'à l'inclusion des charges d'exploitation et d'administration de WGL pour la période suivant la clôture de la transaction le 6 juillet 2018. La charge d'amortissement s'est élevée à 268 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018, comparativement à 211 millions de dollars pour la période correspondante de 2017. L'augmentation s'explique principalement par la charge d'amortissement sur les actifs acquis dans le cadre de l'acquisition de WGL. Les intérêts débiteurs pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018 se sont élevés à 198 millions de dollars contre 127 millions de dollars pour la période correspondante de 2017. L'augmentation est essentiellement attribuable à l'intérêt sur la facilité de crédit-relais, 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 200 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018, comparativement à une charge d'impôts de 43 millions de dollars pour la période correspondante de 2017. La diminution de la charge d'impôt est surtout attribuable aux recouvrements d'impôt sur des provisions pour actifs et aux coûts engagés dans le cadre de l'acquisition de WGL.

La perte nette attribuable aux actions ordinaires pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018 s'est établie à 676 millions de dollars (3,28 \$ par action) comparativement à un bénéfice net de 41 millions de dollars (0,24 \$ par action) pour la période correspondante de 2017. La diminution s'explique principalement par les provisions pour actifs comptabilisés au cours du troisième trimestre de 2018 comme il a été mentionné ci-dessus, la hausse des coûts engagés dans le cadre de la transaction et du regroupement liés à l'acquisition de WGL, l'augmentation de la charge d'amortissement, la hausse des intérêts débiteurs et l'augmentation des pertes réalisées sur les dérivés de change, la hausse du bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et l'augmentation des dividendes sur les actions privilégiées, le tout en partie contrebalancé par une augmentation du recouvrement d'impôts, une baisse des pertes latentes comptabilisées sur les contrats de gestion du risque et les mêmes facteurs que ceux indiqués plus haut qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé.

Le bénéfice net normalisé pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018 s'est établi à 76 millions de dollars (0,37 \$ par action), en regard de 141 millions de dollars (0,83 \$ par action) pour la période correspondante de 2017. La diminution s'explique essentiellement par la hausse de la charge d'amortissement, des intérêts débiteurs et des dividendes sur actions privilégiées, le tout en partie compensé par la hausse du recouvrement d'impôts et par les mêmes facteurs que ceux indiqués plus haut qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé. Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018, le bénéfice net a été normalisé pour tenir compte des montants après impôts relatifs aux provisions pour actifs, des coûts engagés dans le cadre de la transaction et du regroupement liés à l'acquisition de WGL, des pertes réalisées sur les dérivés de change, des gains latents sur les contrats de gestion du risque, des gains sur les placements, de la variation de la juste valeur des stocks optimaux de gaz naturel, des gains à la vente d'actifs et des coûts de financement relatifs à la facilité de crédit-relais de 18 millions de dollars. Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2017, le bénéfice net a été normalisé pour tenir compte des montants après impôts relatifs aux coûts de transaction liés aux acquisitions, des pertes latentes sur les contrats de gestion du risque et les placements à long terme, des pertes à la vente d'actifs, de la provision pour actifs et des coûts de financement relatifs à la facilité de crédit-relais dans le cadre de l'acquisition de WGL de 11 millions de dollars.

PERSPECTIVES POUR 2018

L'acquisition de WGL a été clôturée le 6 juillet 2018. Compte tenu du regroupement, AltaGas s'attend à voir le BAIIA normalisé augmenter d'environ 25 % à 30 % et les liquidités provenant de l'exploitation normalisées, augmenter d'environ 10 % par rapport à l'exercice précédent. La diminution de l'estimation des liquidités provenant de l'exploitation normalisées à environ 10 % par rapport à l'estimation de 15 % à 20 % présentée au deuxième trimestre de 2018 s'explique principalement par le calendrier et le caractère saisonnier des résultats de WGL, une hausse des charges liées au colmatage des fuites dans les services publics détenus par WGL, la baisse du débit de la rivière aux centrales hydroélectriques du nord-ouest et aux retards de la mise en service du gazoduc Central Penn.

L'acquisition de WGL stimulera la croissance dans les trois secteurs d'activité. Le secteur regroupé des Services publics devrait afficher la plus forte contribution au BAIIA, suivi par le secteur Gaz puis par le secteur Électricité. Plus particulièrement pour les services publics, le secteur regroupé devrait avoir une base tarifaire globale d'environ 4,4 milliards de dollars (après la clôture du PAPE d'ACI) et devrait enregistrer une croissance grâce aux dépenses en immobilisations des services publics comme les plans accélérés de remplacement des conduites des services publics et la construction du pipeline de jonction Marquette (PJM) ainsi que l'ajout de nouveaux clients. Le nombre de clients des services publics a également augmenté d'environ 1,2 million par suite de l'acquisition de WGL. Le secteur Gaz devrait profiter de l'ajout des investissements de WGL dans des gazoducs des régions riches en ressources gazières Marcellus/Utica, ainsi que d'une entente d'approvisionnement en gaz liée au terminal de GNL Cove Point qui a commencé à exporter du GNL cette année. Stonewall dans laquelle WGL détient une participation est actuellement en service, le gazoduc Central Penn est en exploitation depuis octobre 2018 et le gazoduc Mountain Valley devrait l'être au quatrième trimestre de 2019. Finalement, le secteur Électricité devrait tirer parti de l'ajout des réseaux énergétiques commerciaux et des activités de commercialisation au détail de WGL, qui devraient tous deux offrir des possibilités de croissance continue. Pour plus d'information sur l'acquisition de WGL, se reporter à la rubrique *Faits récents* du présent rapport de gestion.

L'augmentation prévue du BAIIA et des liquidités provenant de l'exploitation en 2018 par rapport à ceux de 2017 pour l'entité regroupée est essentiellement le résultat des apports découlant de l'acquisition de WGL dans les trois secteurs, ainsi que de la hausse du différentiel de fractionnement réalisé découlant principalement de la hausse des prix couverts, des apports pour un exercice complet de l'installation Townsend 2A et de la première colonne de séparation de l'installation North Pine, des températures plus basses et de la croissance de la base tarifaire et de la clientèle pour certains de nos services publics. Ces augmentations pourraient être en partie contrebalancées par l'incidence du calendrier des ventes imminentes d'actifs secondaires dans le secteur intermédiaire et le secteur de l'électricité, le calendrier de clôture du PAPE d'ACI, la baisse du débit de la rivière aux centrales hydroélectriques du nord-ouest, l'expiration de l'EAE à la centrale Ripon, et la dépréciation du dollar américain sur les résultats présentés à l'égard des actifs américains. La réforme fiscale américaine devrait avoir une incidence négative sur le BAIIA normalisé et les liquidités provenant de l'exploitation normalisées des activités américaines d'AltaGas, alors que l'incidence devrait être positive sur le bénéfice net d'AltaGas.

Globalement, les prévisions de BAIIA normalisé et de liquidités provenant de l'exploitation pour les activités regroupées tiennent compte d'hypothèses concernant le taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, l'incidence de la monétisation envisagée de certains actifs et d'autres initiatives de financement dans le cadre du plan de financement de WGL, ainsi que de l'incidence de la réforme fiscale américaine. Tout écart par rapport aux hypothèses actuelles d'AltaGas pourrait avoir une incidence sur l'augmentation prévue du BAIIA normalisé et des liquidités provenant de l'exploitation normalisées.

AltaGas estime qu'en moyenne, environ 10 200 b/j seront exposés aux différentiels de fractionnement, compte non tenu des activités de couverture. Pour 2018, AltaGas a aussi des couvertures de différentiels de fractionnement pour des volumes d'environ 7 500 b/j à un prix moyen d'environ 33 \$ le baril, en excluant les écarts de base.

CAPITAL DE CROISSANCE

D'après les projets qui sont en cours d'examen, d'aménagement ou de construction, et compte tenu du programme de dépenses en immobilisations de WGL pour la période suivant la clôture, AltaGas prévoit que les dépenses en immobilisations nettes de l'entité regroupée seront de l'ordre de 1,2 milliard de dollars à 1,4 milliard de dollars. Le secteur Gaz de l'entité regroupée représentera environ 45 % à 50 % du total des dépenses en immobilisations, contre environ 45 % à 50 % pour le secteur Services publics, et le reste pour le secteur Électricité. Les dépenses en immobilisations liées à l'entretien des secteurs Gaz et Électricité devraient représenter de 30 millions de dollars à 35 millions de dollars environ du total des dépenses en immobilisations en 2018. La majorité des dépenses en immobilisations d'AltaGas est consacrée à la poursuite de la construction du terminal Ridley Island Propane Export Terminal (RIPET), au maintien et à la croissance de la base tarifaire du secteur Services publics, aux investissements de WGL dans les gazoducs Central Penn et Mountain Valley dans la formation gazière Marcellus/Utica, à la conception, à l'ingénierie et à l'obtention des droits de passage pour la construction du pipeline de jonction Marquette, aux dépenses en immobilisations liées à l'entente récente conclue avec Black Swan concernant le projet Townsend 2B avec Kelt, et au capital de croissance associé au raccordement pour les volumes de gaz additionnels de tiers dans le bassin de l'Ouest canadien. La Société continue de se concentrer sur l'amélioration de la productivité et la rationalisation des activités.

Les engagements de dépenses en immobilisations de 2018 d'AltaGas devraient être financés par les flux de trésorerie générés en interne, les ventes d'actifs, le régime de réinvestissement des dividendes, d'achat au comptant facultatif et Premium Dividend^{MC} et les emprunts sur les facilités de crédit actuellement consenties dans le cours normal des activités.

Projets du secteur Gaz

Terminal d'exportation de propane de Ridley Island

RIPET est située près de Prince Rupert, en Colombie-Britannique, et devrait être la première installation d'exportation de propane sur la côte ouest du Canada. L'avantage de l'emplacement est la très courte distance à parcourir pour atteindre les marchés asiatiques, soit 10 jours de mer, contre 25 jours à partir de la côte du golfe du Mexique aux États-Unis. Le coût de construction estimé de RIPET est d'environ 450 millions de dollars à 500 millions de dollars, et RIPET devrait exporter 1,2 million de tonnes de propane par année (soit une capacité d'exportation d'environ 40 000 b/j).

Les travaux de construction de RIPET ont commencé au deuxième trimestre de 2017. La construction du réservoir interne en acier et l'infrastructure connexe progressant comme prévu, l'échéancier de la construction du réservoir de stockage de GPL est respecté. L'infrastructure ferroviaire et maritime progresse également, grâce au placement du sous-ballast et du ballast qui est en cours et à l'avancement des fondations pour les rampes de déchargement sur rail. L'installation des modules de la jetée marine est en avance sur l'échéancier et devrait être achevée au cours du quatrième trimestre de 2018. L'équipe poursuit simultanément la construction du reste de l'usine et a commencé les travaux du bâtiment des opérations. L'équipe de gestion de la construction du site et les équipes de soutien du projet ont jusqu'à maintenant franchi avec succès tous les jalons critiques du calendrier directeur de RIPET et les membres de l'équipe des opérations sont maintenant sur place en permanence pour amorcer une transition en douceur. Après des activités complètes de mise en service, l'installation commencera sa phase opérationnelle au premier trimestre de 2019 avec l'introduction du propane comme matière première et le remplissage du réservoir de stockage réfrigéré avec le produit liquéfié. La première cargaison est prévue au début du deuxième trimestre de 2019, ce qui correspond à l'année contractuelle du propane.

^{MC} Indique une marque de commerce de la Corporation Canaccord Genuity.

D'après la production de ses installations existantes et les prévisions de production des nouvelles installations en construction et en cours d'aménagement actif, AltaGas estime que ses volumes atteindront environ 50 % de la capacité prévue de 1,2 million de tonnes par année. Les 50 % restants devraient provenir de producteurs et d'autres fournisseurs. Selon les ententes signées et d'autres initiatives qu'AltaGas poursuit, l'approvisionnement total en propane pour RIPET devrait atteindre l'objectif initial de 40 000 b/j d'ici la date de mise en service du projet. En se fondant sur ses négociations avec de nombreux producteurs et d'autres fournisseurs, AltaGas prévoit obtenir environ 40 % de la capacité annuelle prévue de RIPET en vertu d'ententes tarifaires conclues.

AltaGas LPG et Astomos ont conclu une entente pluriannuelle visant l'achat, chaque année de l'entente, d'au moins 50 % des 1,2 million de tonnes de propane par année qui devraient être expédiées de RIPET chaque année. Des ententes commerciales visant à garantir les engagements de capacité restants sont en cours de négociation et devraient être conclues d'ici la fin de 2018.

En 2017, AltaGas LPG Limited Partnership (AltaGas LPG), filiale en propriété exclusive d'AltaGas, et Vopak Development Canada Inc. (Vopak), filiale en propriété exclusive de Koninlijke Vopak N.V., (Royal Vopak) société ouverte constituée en vertu des lois des Pays-Bas, ont créé Ridley Island LPG Export Limited Partnership (RILE LP), en vue d'aménager, de détenir et d'exploiter RIPET. Des filiales d'AltaGas détiennent une participation de 70 % et Vopak, une participation de 30 % dans RILE LP. Le coût de construction de RIPET sera financé par AltaGas LPG et Vopak à hauteur de leur participation respective dans RILE LP. Les résultats de RILE LP seront consolidés avec ceux d'AltaGas. AltaGas LPG a droit à 100 % de la capacité de RIPET.

Gazoduc Central Penn

Central Penn est un nouveau gazoduc de 185 milles qui prend naissance dans le comté de Susquehanna, en Pennsylvanie, et s'étend jusqu'au comté de Lancaster, en Pennsylvanie, et fait partie intégrante du projet Atlantic Sunrise plus vaste exploité par The Williams Companies par l'intermédiaire de Transcontinental Gas Pipeline Company LLC (Transco). Le gazoduc Central Penn est réglementé par la FERC. Le projet Atlantic Sunrise est conçu pour fournir suffisamment de gaz naturel pour répondre aux besoins quotidiens de plus de 7 millions de foyers américains dans la région. WGL Midstream détient une participation indirecte de 21 % dans Central Penn, qui aura la capacité de transporter et de livrer jusqu'à environ 1,7 gpc/j de gaz naturel de la zone de production du nord-est de Marcellus vers les marchés du centre du littoral de l'Atlantique et du sud-est des États-Unis. Le 3 février 2017, la FERC a émis une ordonnance accordant un certificat de commodité et de nécessité publiques, sous réserve de certaines conditions. Le 15 septembre 2017, la FERC a accordé l'autorisation de procéder à la construction du gazoduc Central Penn. Central Penn a été mis en service au début d'octobre 2018.

En février 2014, WGL Midstream et certains partenaires ont créé Meade Pipeline Co LLC (Meade). Meade (39 %) et Transco (61 %) sont copropriétaires de Central Penn. WGL Midstream prévoit investir environ 450 millions de dollars américains pour une participation de 55 % dans Meade (participation indirecte de 21 % dans Central Penn). Selon la comptabilité de trésorerie, au 30 septembre 2018, WGL Midstream avait dépensé environ 435 millions de dollars américains pour Meade.

Outre le placement dans Meade, WGL Midstream a conclu une entente avec Cabot Oil & Gas Corporation (Cabot) en vertu de laquelle WGL Midstream achètera 0,5 gpc/j de gaz naturel de Cabot sur une période de 15 ans. Dans le cadre de cette entente, Cabot a acheté 0,5 gpc/j de capacité ferme de transport de gaz du projet Atlantic Sunrise de Transco. Cette capacité sera transférée à WGL Midstream.

En août 2018, Meade a conclu une entente avec Transco pour participer à l'agrandissement du gazoduc Central Penn (Leidy South), dans le cadre de laquelle WGL Midstream s'engage à investir des dépenses en immobilisations pouvant atteindre 50 millions de dollars américains. Leidy South devrait ajouter une capacité de gaz naturel estimée à 0,6 gpc/j à Central Penn grâce à l'ajout d'équipements de compression aux stations nouvelles et existantes. Meade détiendra 39 % de la capacité accrue. WGL Midstream détiendra indirectement 21 % de la capacité accrue grâce à sa participation de 55 % dans Meade. Leidy South devrait être en service dès le quatrième trimestre de 2021 si toutes les approbations réglementaires nécessaires sont obtenues en temps opportun.

Mountain Valley Pipeline, LLC (Mountain Valley)

WGL Midstream détient une participation de 10 % dans Mountain Valley. Le gazoduc proposé, qui sera exploité par EQT Midstream Partners, LP (EQT), et aménagé, construit et détenu par Mountain Valley (coentreprise d'EQT et d'autres entités), transportera environ 2,0 gpc/j et prolongera le réseau Equitrans d'EQT Corporation dans le comté de Wetzel, en Virginie-Occidentale, jusqu'à la station 165 de Transco dans le comté de Pittsylvania, en Virginie. Le gazoduc devrait s'étendre sur une distance d'environ 300 milles et donner accès aux marchés du sud-est, dont la demande est croissante.

Le 13 octobre 2017, la FERC a émis une ordonnance accordant un certificat de commodité et de nécessité publiques au gazoduc. Au début de 2018, la FERC a accordé plusieurs avis de procéder à certaines activités de construction sur le gazoduc. Mountain Valley a présenté d'autres demandes d'avis à la FERC. Le 21 juin 2018, la cour d'appel du 4^e circuit des États-Unis a accordé une suspension de permis pour certaines activités de construction en Virginie-Occidentale, alors que le tribunal envisage de contester un permis fédéral. Le 27 juillet 2018, la Cour d'appel a annulé les décisions du U.S. Forest Service et du Bureau of Land Management accordant un droit de passage pour un tronçon de 3,5 milles du gazoduc. Le 29 août 2018, la FERC et la Cour d'appel ont rendu des ordonnances distinctes qui autorisaient la reprise des activités de construction le long du tracé, à l'exception des zones situées à proximité du tracé du Weston Gauley Bridge Turnpike et de la forêt nationale Jefferson. En raison des retards d'ordre juridique, réglementaire et météorologique, Mountain Valley a modifié son calendrier de construction et le gazoduc devrait être mis en service au cours du quatrième trimestre de 2019. Le 2 octobre 2018, la cour d'appel du 4^e circuit a annulé un permis de franchissement de cours d'eau et de terres humides en vertu de l'article 404 du *Clean Water Act* délivré par le Huntington District of the U.S. Army Corps of Engineers (USACE). Cette décision a une incidence sur les franchissements de cours d'eau et de terres humides le long d'environ 160 milles de la route en Virginie-Occidentale, et Mountain Valley évalue des options pour comprendre sa capacité de poursuivre les activités de construction qui ne comprennent pas les franchissements de cours d'eau et de terres humides le long de cette partie de la route. Mountain Valley a l'intention de demander un nouveau permis auprès de l'USACE. Mountain Valley prévoit obtenir un nouveau permis Nationwide 12 de l'USACE début 2019. Tout en réévaluant constamment son plan de construction, Mountain Valley continue de viser une mise en service complète au cours du quatrième trimestre de 2019.

WGL Midstream prévoit investir environ 350 millions de dollars américains jusqu'à la date de mise en service du gazoduc, en fonction des apports en capital prévus et de sa quote-part sous contrat des coûts du projet. Selon la comptabilité de trésorerie, au 30 septembre 2018, WGL Midstream avait investi environ 169 millions de dollars américains dans le gazoduc. En outre, WGL s'est engagée à acheter environ 0,5 gpc/j de gaz naturel, à des prix indexés, pour une durée de 20 ans, et sera également expéditeur sur le gazoduc proposé.

En avril 2018, WGL Midstream a conclu une entente distincte avec EQT en vue d'acquérir une participation de 5 % dans un projet de construction d'un gazoduc interétatique (le projet MVP Southgate). Le gazoduc proposé recevra le gaz du gazoduc principal de Mountain Valley dans le comté de Pittsylvania, en Virginie, et s'étendra sur environ 73 milles vers le sud jusqu'à de nouveaux points de livraison dans les comtés de Rockingham et d'Alamance, en Caroline du Nord. L'engagement total de WGL Midstream devrait s'élever à environ 17,0 millions de dollars américains et le gazoduc latéral devrait être mis en service à la fin de 2020.

Projets d'expansion dans le nord-est de la Colombie-Britannique

Townsend 2B

Le 27 août 2018, AltaGas a annoncé qu'elle avait conclu des ententes définitives avec Kelt Exploration (LNG) Ltd. (Kelt) visant à procurer une solution d'infrastructure énergétique pour la zone Inga Montney riche en liquides située dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Ces ententes commerciales soutiennent l'agrandissement du complexe Townsend d'AltaGas, y compris l'ajout d'une usine de traitement de gaz de coupe lourde C3+ de 198 mmpc/j et procure à Kelt le traitement garanti de 75 mmpc/j de gaz brut en vertu d'une entente ferme initiale de 10 ans. Les liquides de gaz naturel supplémentaires augmenteront l'utilisation des pipelines de liquides existants d'AltaGas, placeront la Société en bonne position en vue de l'agrandissement de la tour de fractionnement de North Pine et fourniront un approvisionnement supplémentaire en propane à RIPET. L'agrandissement du complexe Townsend conjuguée à l'amélioration de la récupération des LGN offriront aux producteurs davantage de possibilités d'exportation d'énergie. Le coût estimé du projet est d'environ 180 millions de dollars et sa mise en service est prévue pour le quatrième trimestre de 2019.

Black Swan

Le 26 septembre 2018, AltaGas a annoncé qu'elle avait conclu une entente définitive avec Black Swan visant l'acquisition d'une participation de 50 % dans des usines de traitement du gaz naturel existantes ou futures de Black Swan. AltaGas et Black Swan concluront également des ententes de traitement, de transport et de commercialisation à long terme qui comprennent la nouvelle infrastructure de manutention des liquides d'AltaGas, renforceront la proposition de valeur d'AltaGas dans le nord-est de la Colombie-Britannique et mettront les producteurs en contact avec d'autres possibilités d'exportation d'énergie. Le total des dépenses en immobilisations engagées par AltaGas devrait s'élever à environ 230 millions de dollars et la transaction devrait être clôturée le 2 octobre 2018.

Projet de stockage de gaz naturel d'Alton

Le développement du projet de stockage de gaz naturel d'Alton, près de Truro, en Nouvelle-Écosse se concentre sur la planification réglementaire et l'échéancier de la construction, l'étude environnementale et l'engagement de la collectivité. La date de début de l'extraction par dissolution pour l'aménagement de la caverne est fixée. Le ministre de l'Environnement de la Nouvelle-Écosse devrait rendre sa décision quant à la demande d'appel de la Première Nation Sipekne'katik (PNS) à l'égard de l'approbation industrielle (AI) en temps voulu. D'ici là, l'AI demeure en vigueur pour le projet. AltaGas continue de collaborer avec les gouvernements, les autorités de réglementation et les Micmacs de la Nouvelle-Écosse. La capacité de stockage du projet de stockage de gaz naturel d'Alton devrait atteindre 10 gpc. La première phase du service de stockage des deux cavernes qui comportent une capacité de stockage d'environ 4 gpc devrait commencer en 2022.

Projets du secteur Services publics

Plans accélérés de remplacement des conduites des services publics

Des programmes accélérés de remplacement des conduites sont en place dans les trois territoires de compétence des services publics de Washington Gas. Il s'agit de programmes à long terme dont le nombre d'années restantes varie entre 17 et 35, sous réserve de l'évolution des conditions, et de l'examen et de l'approbation réglementaires par période de cinq ans. Les dépenses prévues au cours des cinq prochaines années s'élèvent à environ 1 milliard de dollars américains, assortis d'augmentations futures qui devraient également comprendre des dépenses importantes. Washington Gas accélère le remplacement des conduites afin d'accroître la sécurité et la fiabilité du réseau pipelinier. Contrairement à l'approche traditionnelle de tarification des dépenses en immobilisations, Washington Gas commence à recouvrer immédiatement le coût, y compris un rendement, de ces investissements au moyen des frais supplémentaires approuvés pour chaque programme de remplacement accéléré des conduites. Une fois les nouveaux tarifs de base en vigueur dans un territoire de compétence donné, les dépenses qui étaient auparavant recouvrées au moyen de frais supplémentaires pour le remplacement accéléré des conduites seront perçues au moyen des nouveaux tarifs de base.

Dans le district de Columbia, les activités de construction liées à un programme accéléré de remplacement et d'encapsulation ciblant d'anciennes conduites couplées mécaniquement ont débuté en 2009 et se sont achevées en janvier 2017, la restauration et le pavage s'étant poursuivis jusqu'en 2017. En 2013, Washington Gas a lancé PROJECTpipes, dans lequel Washington Gas proposait de remplacer les pièces d'acier nu ou non protégé, les conduites maîtresses en acier nu et ciblées et les conduites maîtresses en fonte de son réseau de distribution dans le district de Columbia. En 2015, le PSC du DC a approuvé l'accord de règlement pour PROJECTpipes, autorisant le recouvrement, à même des frais supplémentaires, des coûts totaux du projet ne dépassant pas 110 millions de dollars américains jusqu'en 2019.

En 2014, conformément à la loi STRIDE (Strategic Infrastructure Development and Enhancement) dans le Maryland, la PSC du Maryland a approuvé le plan STRIDE initial de Washington Gas pour recouvrir les coûts raisonnables et prudents associés au remplacement des infrastructures admissibles au moyen de frais supplémentaires mensuels. La PSC du Maryland a approuvé le remplacement des pièces d'acier nu ou non protégé et des pièces ciblées de cuivre ou de plastique antérieures à 1975, des conduites maîtresses en acier nues et non protégées, des conduites maîtresses et des pièces couplées mécaniquement et des conduites maîtresses en fonte du réseau de distribution de Washington Gas dans le Maryland à un coût estimé de 200 millions de dollars américains sur cinq ans, y compris le coût de l'enlèvement, jusqu'en 2018. En 2015, la PSC du Maryland a approuvé un programme additionnel applicable aux remplacements de réseaux de distribution de gaz et trois des quatre programmes additionnels demandés applicables aux remplacements de réseaux de transport de gaz à un coût différentiel de 19 millions de dollars américains, y compris les coûts d'enlèvement, pour les remplacements d'infrastructures admissibles pendant les quatre années restantes du plan STRIDE initial. En juin 2018, Washington Gas a déposé une demande pour un deuxième plan quinquennal (STRIDE 2.0) auprès de la PSC du Maryland à un coût estimé à environ 394 millions de dollars américains à partir de janvier 2019. La demande de STRIDE 2.0 est en attente de l'approbation de la PSC du Maryland.

Le 21 avril 2011, la Commonwealth of Virginia State Corporation Commission (SCC de la Virginie), en vertu d'une nouvelle loi visant à promouvoir le programme énergétique de Virginie (SAVE Act), a approuvé le programme SAVE initial de Washington Gas visant le remplacement accéléré des installations d'infrastructure et un avenant à SAVE visant à récupérer les coûts admissibles associés à ces programmes de remplacement. Par la suite, la Commission a approuvé trois modifications au programme SAVE de Washington Gas, augmentant l'investissement global, la portée des programmes approuvés et les nouveaux programmes de remplacement d'installations. Le programme SAVE approuvé de Washington Gas comprend huit programmes en cours : i) le programme de remplacement des pièces en acier nu ou non protégé, ii) le programme de remplacement des conduites maîtresses en acier nu et non protégé, iii) le programme de remplacement des conduites couplées mécaniquement, iv) le programme de remplacement des pièces en cuivre, v) le programme de remplacement des pièces en plastique noir, vi) le programme de remplacement des conduites maîtresses en fonte, vii) le programme d'assainissement et de remplacement des compteurs et des conduites et viii) les programmes de transport. Washington Gas a été autorisée à investir 256 millions de dollars américains, y compris les coûts d'enlèvement, sur une période de cinq ans jusqu'en 2017. En novembre 2017, la Commission a approuvé la demande de Washington Gas de modifier et de prolonger son programme SAVE (SAVE 2.0). SAVE 2.0 permet à Washington Gas d'investir environ 500 millions de dollars américains sur une période de cinq ans, afin de poursuivre les travaux liés aux programmes de remplacement accéléré des réseaux de distribution et de transport déjà approuvés et aux nouveaux programmes.

Pipeline de jonction Marquette (PJM)

Le 23 août 2017, la Michigan Public Service Commission (MPSC) a approuvé la demande de SEMCO Gas visant à construire, détenir et exploiter le PJM. Le PJM est un pipeline projeté destiné à faire une jonction entre le gazoduc de Great Lakes Gas Transmission et le gazoduc de Northern Natural Gas à Marquette, au Michigan, qui assurera une redondance de réseau et augmentera la capacité de livraison, la fiabilité et la diversité d'offre pour les quelque 35 000 clients de SEMCO Gas dans la péninsule supérieure ouest du Michigan.

La Société a reçu l'approbation pour tous les permis environnementaux en septembre 2018 et l'évaluation archéologique complétée a été soumise à l'agent de préservation historique de l'État. Le dossier d'appel d'offres pour la construction devrait être remis à environ dix entrepreneurs à la fin d'octobre 2018. La construction devrait débuter en 2019, le déboisement et la mobilisation devant débuter au premier trimestre de 2019 et la mise en service, vers la fin du quatrième trimestre de 2019.

Croissance accrue de la clientèle

Le secteur Services publics fait activement de la promotion et obtient l'adhésion de nouveaux clients grâce à des dépenses en immobilisations et à différents mécanismes de tarification visant à faire profiter un plus grand nombre de résidents de ses territoires des avantages du gaz naturel, notamment la réduction des factures d'énergie et des émissions de carbone. En 2018, Washington Gas, SEMCO et ENSTAR prévoient accroître leur clientèle respectivement de 1,0 %, 1,0 % et 1,1 %, soutenues par des capitaux supplémentaires et la base tarifaire. L'ajout de nouveaux clients stimule directement la croissance du bénéfice grâce à des revenus de distribution supplémentaires.

Projets du secteur Électricité

Investissements dans la production décentralisée

WGL possède et gère actuellement des projets de production décentralisée d'une capacité brute d'environ 325 MW dans 20 États et le district de Columbia aux États-Unis. L'électricité produite dans le cadre de ces projets est généralement achetée directement par les utilisateurs finaux en vertu de contrats de service à long terme, ce qui permet de fournir des solutions d'énergie propre à divers clients commerciaux, gouvernementaux, institutionnels et résidentiels. Pour certains investissements, WGL, de concert avec ses partenaires ayant droit à des avantages fiscaux, a récemment créé plusieurs fonds donnant droit à des avantages fiscaux visant à acquérir, à détenir et à exploiter des projets de production décentralisée. Ces fonds ont investi environ 207 millions de dollars américains dans des projets de production décentralisée depuis 2016, dont la part de WGL était d'environ 133 millions de dollars américains. WGL est le membre gestionnaire de ces fonds et a fourni une somme en espèces égale au prix d'achat des projets de production décentralisée, moins tout apport du partenaire ayant droit à des avantages fiscaux pour les projets vendus par WGL dans les fonds. WGL est responsable de l'exploitation et de l'entretien, et a été le promoteur de ces projets.

Un des partenaires ayant droit à des avantages fiscaux, SFGF II, LLC, est en voie d'acquérir de nouveaux projets d'énergie solaire. À ce jour, SFGF II, LLC a investi un total de 122 millions de dollars américains dans de nouveaux projets depuis le 30 juin 2017 et un solde de 28 millions de dollars américains est disponible pour des acquisitions additionnelles jusqu'au 31 mars 2019. Au 30 septembre 2018, WGL avait versé 47 millions de dollars américains dans SFGF II, LLC. La contribution totale de WGL à ce fonds devrait s'élever à environ 95 millions de dollars américains d'ici la fin de la période d'engagement.

Le 28 mars 2018, WGL a conclu une nouvelle entente en vertu de laquelle WGL développe des projets d'énergie solaire renouvelable après avoir signé des ententes d'approvisionnement en électricité à long terme avec des clients et vend ensuite les projets solaires terminés à un partenaire de financement qui louera le projet à WGL, ce qui permettra à l'investisseur de conserver les avantages fiscaux des projets. Cela permet d'optimiser les attributs fiscaux associés aux projets, ce qui réduit le coût de financement pour WGL. WGL a jusqu'au 28 septembre 2019 pour vendre à l'investisseur les projets commerciaux de production décentralisée en vertu de l'accord et elle pourrait louer chaque projet sur une période pouvant aller jusqu'à 25 ans. La valeur totale de ces projets solaires pourrait atteindre 75 millions de dollars US, alors qu'aucun de ces projets n'a fait l'objet d'un engagement à ce jour.

La Société continue d'envisager d'autres possibilités de stockage d'énergie et d'énergies renouvelables.

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 de ces mesures non conformes aux PCGR ainsi que des informations supplémentaires associées à chacune d'entre elles sont présentées ci-après.

Dans le présent rapport, les expressions BAIIA normalisé, bénéfice net normalisé, liquidités provenant de l'exploitation 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 <i>(en millions de dollars)</i>	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
BAIIA normalisé	226 \$	190 \$	615 \$	584 \$
Ajouter (déduire) :				
Coûts de transaction liés aux acquisitions	(35)	(9)	(52)	(50)
Coûts engagés dans le cadre de regroupements	(182)	—	(182)	—
Gains latents (pertes latentes) sur les contrats de gestion du risque	(9)	(25)	13	(47)
Variations de la juste valeur des stocks optimaux de gaz naturel	3	—	3	—
Placements selon la méthode de la LHVC liés à la participation ne donnant pas le contrôle	(17)	—	(17)	—
Pertes réalisées sur les dérivés de change	—	—	(36)	—
Gains (pertes) sur placements	15	5	—	(3)
Gains (pertes) à la vente d'actifs	—	—	1	(3)
Provision pour actifs	(698)	—	(698)	(1)
Crédits d'impôt à l'investissement liés aux actifs de production distribuée	(2)	—	(2)	—
Charges de désactualisation	(3)	(3)	(8)	(8)
Gains de change	3	—	4	2
BAIIA	(699) \$	158 \$	(359) \$	474 \$
Ajouter (déduire) :				
Amortissement	(122)	(69)	(268)	(211)
Intérêts débiteurs	(112)	(40)	(198)	(127)
Recouvrement (charge) d'impôt	221	(14)	200	(43)
Bénéfice net (perte nette) après impôts (mesure conforme aux PCGR)	(712) \$	35 \$	(625) \$	93 \$

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 les contrats de gestion des risques, de la perte réalisée sur les dérivés de change, des gains (pertes) sur les placements, des coûts de transaction liés aux acquisitions, des coûts engagés dans le cadre de regroupements, des gains (pertes) sur la vente d'actifs, des provisions pour actifs, des charges de désactualisation liées à la mise hors service d'immobilisations et au passif lié à la ligne de transport du nord-ouest, des gains de change, des crédits d'impôt à l'investissement liés aux actifs de production décentralisés, de la participation ne donnant pas le contrôle dans certains placements, à laquelle la méthode de la liquidation hypothétique à la valeur comptable (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 <i>(en millions de dollars)</i>	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Bénéfice net (perte nette) normalisé	(17)	48	76	141
Ajouter (déduire) après impôts :				
Coûts de transaction liés aux acquisitions	(26)	(9)	(41)	(39)
Coûts engagés dans le cadre de regroupements	(135)	—	(135)	—
Gains latents (pertes latentes) sur contrats de gestion du risque	(23)	(22)	3	(43)
Variations de la juste valeur des stocks optimaux de gaz naturel	3	—	3	—
Gains (pertes) réalisés sur les dérivés de change	1	—	(35)	—
Gains (pertes) sur placements	22	5	9	(3)
Gains (pertes) à la vente d'actifs	—	—	1	(3)
Provision pour actifs	(539)	—	(539)	(1)
Coûts de financement liés à la facilité de crédit-relais	(12)	(4)	(18)	(11)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires (mesure conforme aux PCGR)	(726)	18	(676)	41

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 (pertes) latents sur les contrats de gestion des risques, du gain (de la perte) réalisé sur les dérivés de change, des gains (pertes) sur les placements, des coûts de transaction liés aux acquisitions, des gains (pertes) sur la vente d'actifs, des provisions pour actifs, des coûts de financement associés à la facilité de crédit-relais dans le cadre de l'acquisition de WGL 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 (en millions de dollars)	Trois mois clos les		Neuf mois clos les	
	30 septembre		30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées	117	\$ 143	\$ 407	\$ 436
Ajouter (déduire) :				
Coûts de transaction et de financement liés aux acquisitions	(36)	(12)	(56)	(54)
Coûts engagés dans le cadre de regroupements	(182)	—	(182)	—
Liquidités provenant de l'exploitation	(101)	131	169	382
Ajouter (déduire) :				
Variation nette des actifs et passifs d'exploitation	(253)	(43)	(185)	12
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations réglées	(1)	—	(2)	(3)
Flux de trésorerie d'exploitation (mesure financière conforme aux PCGR)	(355)	\$ 88	\$ (18)	\$ 391

La direction et les investisseurs utilisent les liquidités provenant de l'exploitation normalisées dans leur analyse de la situation de trésorerie de la Société, sans tenir compte de la variation des actifs et passifs d'exploitation au cours de la période, et des charges hors exploitation connexes (déduction faite des impôts exigibles), comme les coûts de transaction et de financement liés aux acquisitions.

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. 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 aux fins d'autres activités d'investissement.

Les liquidités provenant de l'exploitation et les liquidités provenant de l'exploitation 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.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

BAIIA normalisé¹ (en millions de dollars)	Trois mois clos les		Neuf mois clos les	
	30 septembre		30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Gaz	65	\$ 51	\$ 184	\$ 159
Électricité	128	106	245	232
Services publics	32	38	194	208
Total partiel : secteurs d'exploitation	225	195	623	599
Siège social	1	(5)	(8)	(15)
	226	\$ 190	\$ 615	\$ 584

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

GAZ

STATISTIQUES D'EXPLOITATION

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Capacité d'amenée de gaz traitée (mmpc/j) ¹	871	946	905	966
Capacité d'amenée de gaz traitée à l'installation de collecte et de traitement sur place de gaz traité (mmpc/j) ¹	462	376	462	375
Total de la capacité d'amenée de gaz traité (mmpc/j) ¹	1 333	1 322	1 367	1 341
Volumes d'extraction d'éthane (b/j) ¹	24 204	27 229	23 974	27 954
Volumes d'extraction de LGN (b/j) ^{1, 2}	36 741	36 797	37 810	36 390
Total des volumes d'extraction (b/j) ^{1, 3}	60 945	64 026	61 784	64 344
Différentiels de fractionnement – réalisés (\$/b) ^{1, 4}	15,60	14,96	16,42	11,61
Différentiels de fractionnement – prix au comptant moyen (\$/b) ^{1, 5}	25,87	21,28	23,09	16,54
Stocks optimaux de gaz naturel (gpc)	36,7	2,6	36,7	2,6
Activités de détail de commercialisation de l'énergie de WGL – volumes des ventes de gaz (mmpc)	8 155	—	8 155	—

1) Moyenne de la période.

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

3) Inclut 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, divisé par les volumes exposés aux différentiels de fractionnement respectifs pour la période.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2018, le total de la capacité d'amenée de gaz traitée aux installations d'extraction a diminué de 75 mmpc/j par rapport à la période correspondante de 2017. La diminution est principalement attribuable à la réduction de la participation dans l'installation de Younger à compter d'avril 2018, contrebalancée en partie par la hausse des volumes traités à l'usine d'extraction d'éthane de Joffre (JEEP) attribuable à la hausse des débits de gaz disponibles. La capacité d'amenée de gaz traitée aux installations de collecte et de traitement sur place pour les trois mois clos le 30 septembre 2018 a augmenté de 86 mmpc/j du fait principalement des volumes reçus à Townsend et à l'installation nouvellement construite Townsend 2A, lesquels ont été partiellement contrebalancés par la cession de certaines centrales secondaires au premier trimestre de 2018.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018, le total de la capacité d'amenée de gaz traitée aux installations d'extraction a diminué de 61 mmpc/j par rapport à la période correspondante de 2017. La diminution est principalement attribuable à la réduction de la participation dans l'installation de Younger à compter d'avril 2018, contrebalancée en partie par la hausse des volumes traités à JEEP et à l'usine d'extraction d'éthane d'Edmonton (EEEP) attribuable à la hausse des débits de gaz disponibles. La capacité d'amenée de gaz traitée aux installations de collecte et de traitement sur place pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018 a augmenté de 87 mmpc/j du fait principalement des volumes reçus à Townsend et à l'installation nouvellement construite Townsend 2A, et de la hausse des volumes à Gordondale, partiellement contrebalancés par la cession de certains actifs secondaires au premier trimestre de 2018.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2018, les volumes moyens d'extraction d'éthane ont baissé de 3 025 b/j, alors que les volumes d'extraction de LGN sont comparables à ceux de la période correspondante de 2017. La baisse des volumes d'extraction d'éthane est attribuable au rejet de la production à Younger en raison de prix non viables sur le plan économique, en partie contrebalancée en partie par une hausse de la production d'éthane à PEEP, EEEP and JEEP.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018, les volumes moyens d'extraction d'éthane ont diminué de 3 980 b/j par rapport aux volumes pour la période correspondante de 2017. La baisse des volumes d'extraction d'éthane est essentiellement attribuable au rejet de la production en raison de prix non viables sur le plan économique à Younger au cours des deuxième et troisième trimestres de 2018 et à PEEP au premier trimestre de 2018, et à la baisse des volumes d'éthane à Harmattan en raison de l'arrêt pour entretien planifié au deuxième trimestre, le tout en partie contrebalancé par une hausse de la production à EEEP. Les volumes moyens d'extraction de LGN ont augmenté de 1 420 b/j, par rapport aux volumes de la période correspondante de 2017. La hausse des volumes d'extraction de LGN s'explique surtout par l'augmentation des volumes produits à l'installation de Townsend et à l'installation nouvellement construite de Townsend 2A, et aux installations de Gordondale et EEEP, en partie contrebalancée par l'arrêt pour entretien planifié à Harmattan et à la réduction de la participation dans Younger.

Compte tenu de l'ajout de WGL, pour la période allant de clôture de la transaction jusqu'au 30 septembre 2018, les volumes des ventes au détail aux États-Unis se sont élevés à 8 155 mmpc.

Trois mois clos les 30 septembre

Le secteur Gaz a inscrit un BAIIA normalisé de 65 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2018, par rapport à 51 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2017. L'augmentation s'explique principalement par les apports de WGL au BAIIA normalisé pour la période suivant la clôture de la transaction le 6 juillet 2018, les apports des installations Townsend 2A et North Pine qui ont commencé leurs activités commerciales au quatrième trimestre de 2017, une hausse des produits à Harmattan en raison des activités accrues liées aux LGN, une hausse des différentiels de fractionnement réalisés et des volumes exposés aux différentiels de fractionnement, le tout en partie contrebalancé par l'incidence de la réduction de la participation dans Younger. Au troisième trimestre de 2018, AltaGas a comptabilisé 2 millions de dollars au titre de la quote-part des bénéfices provenant de Petrogas, par rapport à 6 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2017. La diminution de la quote-part des bénéfices provenant de Petrogas est essentiellement attribuable à des pertes latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché des couvertures.

Au troisième trimestre de 2018, AltaGas a comptabilisé une provision avant impôts de 152 millions de dollars dans le secteur Gaz. De ce montant, 115 millions de dollars sont liés à des actifs secondaires du secteur intermédiaire classés comme détenus en vue de la vente au cours du trimestre. En raison de la vente imminente, AltaGas se concentre sur ses principaux actifs d'exploitation du secteur Gaz et a comptabilisé une perte de valeur additionnelle avant impôts de 37 millions de dollars liée à d'autres actifs fermés dans les régions d'exploitation du sud, de Cold Lake et du nord-ouest.

Au cours du troisième trimestre de 2018, AltaGas a couvert des volumes de LGN d'environ 7 500 b/j à un prix moyen de 33 \$/b, déduction faite des écarts de base. Au cours du troisième trimestre de 2017, AltaGas avait couvert des volumes de LGN d'environ 5 800 b/j à un prix moyen de 23 \$/b, déduction faite des écarts de base. Le différentiel de fractionnement de LGN moyen indicatif au comptant pour le troisième trimestre de 2018 a été d'environ 26 \$/b, comparativement à 21 \$/b pour le troisième trimestre de 2017. Le différentiel de fractionnement réalisé d'environ 16 \$/b pour le troisième trimestre de 2018 (15 \$/b en 2017) est supérieur à celui réalisé pour le trimestre correspondant de 2017 du fait des prix plus élevés des produits de base.

Le 27 août 2018, AltaGas a annoncé qu'elle avait conclu des ententes définitives avec Kelt Exploration (LNG) Ltd. (Kelt) visant à fournir une solution d'infrastructure énergétique pour la zone Inga Montney riche en liquides située en Colombie-Britannique. Ces ententes commerciales soutiennent l'agrandissement du complexe Townsend d'AltaGas, y compris l'ajout d'une usine de traitement de gaz de coupe lourde C3+ de 198 mmpc/j et procure à Kelt le traitement garanti de 75 mmpc/j de gaz brut en vertu d'une entente ferme initiale de 10 ans.

Le 26 septembre 2018, AltaGas a annoncé qu'elle avait conclu une entente définitive avec Black Swan visant l'acquisition d'une participation de 50 % dans des usines de traitement du gaz naturel existantes ou futures de Black Swan. AltaGas et Black Swan concluront également des ententes de traitement, de transport et de commercialisation à long terme qui comprennent la nouvelle infrastructure de manutention des liquides d'AltaGas, ce qui renforcera la proposition de valeur d'AltaGas dans le nord-est de la Colombie-Britannique et mettra les producteurs en contact avec d'autres possibilités d'exportation d'énergie. Le total des dépenses en immobilisations engagées par AltaGas devrait s'élever à environ 230 millions de dollars et la transaction devrait être clôturée le 2 octobre 2018.

Au troisième trimestre de 2018, dans le cadre de l'entente visant la vente d'actifs secondaires du secteur intermédiaire et du secteur de l'électricité au Canada, AltaGas a vendu 43,7 millions d'actions de Tidewater Midstream and Infrastructure Inc. La vente des actions de Tidewater a été conclue en septembre 2018. Pour les trois mois clos le 30 septembre 2018, des gains non réalisés de 11 millions de dollars ont été partiellement contrebalancés par une perte réalisée de 2 millions de dollars liée à la vente de ces actions.

Neuf mois clos les 30 septembre

Le secteur Gaz a inscrit un BAIIA normalisé de 184 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2018, par rapport à 159 millions de dollars pour la période correspondante de 2017. Cette hausse est attribuable surtout à la hausse du différentiel de fractionnement réalisé et des volumes exposés aux différentiels de fractionnement, aux apports des installations Townsend 2A et North Pine qui ont commencé leurs activités commerciales au quatrième trimestre de 2017, aux apports de WGL pour la période suivant la transaction clôturée le 6 juillet 2018, à la hausse des recouvrements des coûts d'exploitation, à un paiement non récurrent lié au changement d'exploitant à Younger, le tout en partie contrebalancé par la baisse des marges réalisées sur le stockage de gaz naturel, l'incidence de la vente des actifs de transport EDS et JFP au premier trimestre de 2017, l'arrêt pour entretien planifié à l'Installation de Harmattan et la baisse des tarifs à Blair Creek en raison d'ententes tarifaires conclues avec des producteurs. Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018, AltaGas a comptabilisé 13 millions de dollars au titre de la quote-part du bénéfice provenant de Petrogas, par rapport à 19 millions de dollars pour la période correspondante de 2017. La diminution des bénéfices de Petrogas est attribuable à un arrêt pour entretien planifié au terminal Ferndale au premier trimestre de 2018 et à des pertes latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché des couvertures.

Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2018, AltaGas a comptabilisé une provision avant impôts de 115 millions de dollars pour des actifs secondaires du secteur intermédiaire classé comme détenus en vue de la vente, une perte de valeur avant impôts de 37 millions de dollars liée aux actifs fermés des zones d'exploitation du sud, de Cold Lake et du nord-ouest, et un gain avant impôts de 1 million de dollars sur la vente d'une installation secondaire de traitement de gaz, tandis qu'au premier semestre de 2017, AltaGas avait comptabilisé une perte avant impôts de 3 millions de dollars à la vente des actifs de transport de EDS et JFP.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018, AltaGas a couvert des volumes de LGN d'environ 7 500 b/j à un prix moyen de 33 \$/b, déduction faite des écarts de base. Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2017, AltaGas avait couvert des volumes de LGN d'environ 5 500 b/j à un prix moyen de 23 \$/b, déduction faite des écarts de base. Le différentiel de fractionnement de LGN moyen indicatif au comptant pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018 a été d'environ 23 \$/b, comparativement à 17 \$/b pour la période correspondante de 2017. Le différentiel de fractionnement réalisé de 16 \$/b pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018 (12 \$/b en 2017) est supérieur à celui réalisé pour la période correspondante 2017 du fait des prix plus élevés des produits de base.

Le 3 avril 2018, AltaGas a conclu un contrat de traitement de gaz naturel à long terme (le contrat de traitement) avec Birchcliff Energy Ltd. (Birchcliff) à l'installation de traitement de gaz corrosif de coupe lourde située à Gordondale, en Alberta (Gordondale). En vertu du contrat de traitement, Birchcliff obtient des services de traitement de 120 mmpc/j de gaz naturel sous forme de services garantis, et l'obligation d'achat ferme de Birchcliff est de 100 mmpc/j. Le contrat de traitement assure des flux de trésorerie à long terme stables en utilisant pleinement la capacité opérationnelle existante de 120 mmpc/j de Gordondale et rehausse considérablement le potentiel de traiter les volumes de tiers dans l'installation et d'accroître ces volumes de façon à faire passer la capacité opérationnelle jusqu'à concurrence de 150 mmpc/j. Il incombera au terminal d'exportation de propane de RIPET d'accroître les volumes de propane dans le cadre de contrats commerciaux. Le nouveau contrat de traitement est en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2018 et remplace le contrat de traitement existant des parties à l'installation de Gordondale.

Comme il a été mentionné ci-dessus, au troisième trimestre de 2018, AltaGas a vendu 43,7 millions d'actions de Tidewater Midstream and Infrastructure Inc. Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018, des gains latents de 1 million de dollars et une perte réalisée de 2 millions de dollars ont été comptabilisés relativement à la vente de ces actions.

ÉLECTRICITÉ

STATISTIQUES D'EXPLOITATION

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Électricité renouvelable vendue (GWh)	690	681	1 318	1 328
Électricité conventionnelle vendue (GWh)	1 255	992	2 739	1 785
Facteur de capacité renouvelable (%)	44,6	70,3	36,6	43,5
Facteur de disponibilité équivalente conventionnelle sous contrat (%) ¹	98,5	99,6	97,2	98,6
Activités de détail de commercialisation de l'énergie de WGL - volumes des ventes de gaz (GWh)	3 000	—	3 000	—

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 les trois mois clos le 30 septembre 2018, le volume d'électricité renouvelable vendue a augmenté de 9 GWh et le volume d'électricité conventionnelle vendue a augmenté de 263 GWh par rapport à la période correspondante de 2017. L'augmentation des volumes d'énergie renouvelable est attribuable à l'ajout de la production d'énergie de WGL pour la période suivant la clôture de la transaction, contrebalancée en partie par le temps anormalement sec et frais de la saison aux centrales hydroélectriques du nord-ouest, ainsi que par les interruptions et les réductions de production à la centrale de biomasse de Craven (Craven). L'augmentation importante des volumes d'électricité conventionnelle est imputable à la hausse du temps de production aux centrales San Joaquin et à Blythe en raison de l'augmentation de la distribution en vertu de leurs ententes d'achat d'électricité respectives, d'une plus grande souplesse opérationnelle et d'une meilleure adaptabilité à différents types de combustible à Blythe.

Le facteur de capacité renouvelable pour les trois mois clos le 30 septembre 2018 a diminué en raison du temps anormalement sec et frais de la saison aux centrales hydroélectriques du nord-ouest et de l'acquisition de WGL. Le facteur de disponibilité équivalente conventionnelle sous contrat a diminué au cours des trois mois clos le 30 septembre 2018 par suite des arrêts non planifiés à Blythe.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018, le volume d'électricité renouvelable vendue a baissé de 10 GWh et le volume d'électricité conventionnelle vendue a augmenté de 954 GWh par rapport à la période correspondante de 2017. La diminution des volumes d'énergie renouvelable s'explique par la baisse de la production aux centrales hydroélectriques du nord-ouest et à la diminution de l'énergie éolienne au parc éolien Bear Mountain, le tout en partie contrebalancé par l'ajout de la production d'énergie de WGL pour la période suivant la clôture de la transaction. L'importante augmentation des volumes d'électricité conventionnelle découle de la hausse de la distribution à Blythe du fait d'une plus grande souplesse opérationnelle et d'une meilleure adaptabilité à différents types de combustible.

La diminution du facteur de capacité renouvelable pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018 est attribuable aux mêmes facteurs que ceux qui ont eu une incidence sur le trimestre. Le facteur de disponibilité d'énergie conventionnelle sous contrat a été moins élevé au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2018 par suite des arrêts planifiés plus longs et de l'augmentation des arrêts non planifiés à Blythe.

Compte tenu de l'ajout de WGL, pour la période allant de la transaction jusqu'au 30 septembre 2018, les volumes des ventes au détail aux États-Unis se sont élevés à 3 000 GWh.

Trois mois clos les 30 septembre

Le secteur Électricité a inscrit un BAIIA normalisé de 128 millions de dollars pour les trois mois clos le 30 septembre 2018, contre 106 millions de dollars pour la période correspondante de 2017. Le BAIIA normalisé a augmenté en raison de l'ajout de WGL et du raffermissement du dollar américain. Le tout a été en partie contrebalancé par la baisse de la production aux centrales hydroélectriques du nord-ouest en raison du temps anormalement sec et frais de la saison, de l'expiration de l'EAE à la centrale Ripon le 30 mai 2018 (partiellement compensée par un nouveau contrat de services d'adéquation des ressources commençant au deuxième trimestre de 2018 et venant à échéance à la fin de 2018).

Au troisième trimestre de 2018, AltaGas a comptabilisé une provision avant impôts de 352 millions de dollars dans le secteur Électricité. Les provisions se rapportent principalement aux actifs détenus en vue de la vente, y compris environ 340 millions de dollars pour les actifs hydroélectriques alimentés au gaz naturel de Tracy, Hanford et Henrietta en Californie et 10 millions de dollars pour certaines centrales à charge de pointe alimentées au gaz en Alberta qui seront vendues à Birch Hill. En outre, une provision avant impôts de 2 millions de dollars a été comptabilisée relativement au projet de la reprise de production à Pomona.

Neuf mois clos les 30 septembre

Le secteur Électricité a inscrit un BAIIA normalisé de 245 millions de dollars pour les neuf mois clos les 30 septembre 2018, par rapport à 232 millions de dollars pour la période correspondante de 2017. Le BAIIA normalisé a augmenté en raison de l'ajout de WGL et de l'augmentation des ventes d'énergie à l'installation de batteries de Pomona, en partie contrebalancés par l'expiration de l'EAE de Ripon le 30 mai 2018, les dépenses liées aux arrêts à Blythe, la baisse des apports de Craven en raison des arrêts non planifiés et de la diminution de la durée contractuelle, et la baisse du débit de la rivière en 2018 et la hausse des charges d'exploitation aux centrales hydroélectriques du nord-ouest en raison de travaux de réparation mineurs exécutés au cours de l'arrêt planifié.

Le 22 juin 2018, le secteur Électricité a conclu la vente d'une participation indirecte de 35 % dans les centrales hydroélectriques du nord-ouest pour un produit en espèces d'environ 922 millions de dollars. La participation minoritaire dans les centrales hydroélectriques du nord-ouest a été vendue à une coentreprise qui appartient indirectement à Axiom Infrastructure Inc., à titre de gestionnaire d'Axiom Infrastructure Canada II Limited Partnership, et à la Société Financière Manuvie. AltaGas demeure l'actionnaire majoritaire des centrales hydroélectriques du nord-ouest et continuera d'assurer toutes les fonctions d'exploitation, d'entretien et de gestion. AltaGas continuera de consolider les entités qui détiennent les centrales hydroélectriques du nord-ouest.

Au deuxième trimestre de 2017, le secteur Électricité a procédé à la cession de certains actifs éoliens secondaires en phase de développement en Alberta pour un produit d'environ 1 million de dollars, ce qui a donné lieu à un gain avant impôts sur la cession d'environ 1 million de dollars. Ce gain a été contrebalancé en grande partie par une provision avant impôts de 1 million de dollars établie pour certains actifs secondaires à capacité de pointe alimentés au gaz en phase de développement de l'Alberta.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018, le secteur Électricité a également subi l'incidence des provisions susmentionnées comptabilisées au troisième trimestre de 2018.

SERVICES PUBLICS

STATISTIQUES D'EXPLOITATION

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Services publics au Canada				
Livraison de gaz naturel – utilisation finale (PJ) ¹	3,5	3,7	23,2	22,1
Livraison de gaz naturel – transport (PJ) ¹	1,1	1,3	4,3	4,7
Services publics aux États-Unis				
Livraison de gaz naturel – utilisation finale (gpc) ¹	10,9	5,9	53,9	46,5
Livraison de gaz naturel – transport (gpc) ¹	25,7	10,9	50,7	37,8
Points de service ²	1 759 154	575 602	1 759 154	575 602
Variation degrés-jours par rapport à la normale – AUI (%) ³	80,0	(16,9)	13,5	(4,2)
Variation degrés-jours par rapport à la normale – Heritage Gas (%) ³	(16,5)	(20,4)	(4,6)	(3,4)
Variation degrés-jours par rapport à la normale – SEMCO Gas (%) ⁴	(17,8)	5,7	4,6	(10,7)
Variation degrés-jours par rapport à la normale – ENSTAR (%) ⁴	(31,2)	(16,6)	(6,9)	2,2
Variation degrés-jours par rapport à la normale – Washington Gas (%) ^{4, 5}	(4,1)	—	(4,1)	—

1) Un pétajoule (PJ) équivaut à un million de gigajoules. Un gpc équivaut à un milliard de pieds cubes.

2) Représentent l'ensemble des points de service d'AUI, de PNG, de Heritage Gas et des services publics aux États-Unis, y compris le transport et les secteurs d'activité non réglementés.

3) Un degré-jour pour AUI et Heritage Gas exprime la mesure cumulative selon laquelle la température moyenne d'un jour chute en dessous de 15 degrés Celsius pour AUI et de 18 degrés Celsius pour Heritage Gas. Les degrés-jours normaux sont fondés sur une moyenne mobile de 20 ans. Des variations positives par rapport à la moyenne entraînent une augmentation des volumes de livraison par rapport aux prévisions. La variation des degrés-jours n'a pas d'incidence importante sur les résultats de PNG, la BCUC ayant approuvé un mécanisme de stabilisation des tarifs pour ses clients du secteur résidentiel et les petits commerces.

4) Un degré-jour pour les services publics aux États-Unis 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.

5) 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 il n'y 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.

Le secteur Services publics d'AltaGas a connu des températures plus froides au troisième trimestre de 2018 qu'au trimestre correspondant de 2017 pour AUI et SEMCO. Dans l'ensemble, le temps plus froid a entraîné une augmentation des livraisons de gaz naturel aux utilisateurs finaux et de transport aux États-Unis. L'augmentation de 2018 des utilisateurs finaux et de transport est attribuable à l'ajout des livraisons de gaz naturel de WGL.

Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2018, le secteur Services publics d'AltaGas a connu des températures plus froides qu'à la période correspondante de 2017. En effet, les températures ont été de 5 % sous la normale pour SEMCO et de 13 % sous la normale pour AUI, ce qui a été contrebalancé en partie par des températures de 5 % au-dessus de la normale pour Heritage Gas et de 7 % au-dessus de la normale pour ENSTAR. Dans l'ensemble, le temps plus froid a entraîné une augmentation des livraisons de gaz naturel aux utilisateurs finaux au Canada et aux États-Unis. L'augmentation de 2018 des utilisateurs finaux et de transport est attribuable à l'ajout des livraisons de gaz naturel de WGL.

Les points de service ont augmenté d'environ 1,2 million de sites au troisième trimestre de 2018 comparativement à la même période en 2017 en raison de l'ajout des clients de WGL et de la croissance du nombre de clients.

Trois mois clos les 30 septembre

Le secteur Services publics a inscrit un BAIIA normalisé de 32 millions de dollars au cours du trimestre clos le 30 septembre 2018, par rapport à 38 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2017. Cette diminution est principalement attribuable à l'incidence de l'acquisition de WGL pour la période suivant la clôture de la transaction et à l'incidence de la réduction de l'impôt fédéral sur les produits des services publics américains de 2018, partiellement contrebalancées par la hausse des tarifs, le temps plus froid en Alberta et l'incidence favorable de l'appréciation du dollar américain.

Neuf mois clos les 30 septembre

Le secteur Services publics a inscrit un BAIIA normalisé de 194 millions de dollars au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2018, par rapport à 208 millions de dollars pour la période correspondante de 2017. La diminution s'explique principalement par l'incidence de la baisse de l'impôt fédéral sur les produits des services publics américains de 2018, l'incidence ponctuelle d'un produit d'assurance d'environ 2 millions de dollars reçu en 2017 par SEMCO pour ses activités à tarifs non réglementés et d'un paiement pour résiliation anticipée d'environ 2 millions de dollars de l'un des clients à tarifs non réglementés de SEMCO qui est passé d'un tarif fixe à un tarif fondé sur le volume, l'incidence de la clôture de l'acquisition de WGL, le 6 juillet 2018 et l'incidence de l'appréciation du dollar canadien. La baisse de la consommation et des températures plus clémentes en Nouvelle-Écosse et en Alaska ont également contribué à cette diminution. Cette diminution a été partiellement contrebalancée par le temps plus froid au Michigan et en Alberta, la hausse des tarifs et la croissance de la clientèle.

Révisions des tarifs

Le 15 mai 2018, Washington Gas a déposé une demande auprès de la PSC du Maryland visant à augmenter ses tarifs de base pour le service de gaz naturel, générant des produits additionnels d'environ 41 millions de dollars américains. L'augmentation des produits comprend une hausse des tarifs de base d'environ 56 millions de dollars américains, partiellement compensée par une réduction d'environ 15 millions de dollars américains des frais supplémentaires annuels actuellement payés par les clients pour la mise à niveau des réseaux. La contre-preuve a été déposée en septembre 2018 et les audiences ont eu lieu en septembre et octobre 2018, une décision de la PSC du Maryland sur la décision étant prévue en décembre 2018.

Le 15 juin 2018, Washington Gas a déposé auprès de la PSC du Maryland une demande d'approbation de la deuxième phase de son projet de gazoduc accéléré. La requête demande l'approbation d'environ 394 millions de dollars américains pour le remplacement accéléré des infrastructures pour la période de 2019 à 2023. La contre-preuve a été déposée en septembre 2018. Les audiences ont eu lieu en septembre 2018, une décision de la PSC du Maryland sur la décision étant prévue en décembre 2018.

Le 31 juillet 2018, Washington Gas a déposé une demande auprès de la SCC de la Virginie visant l'augmentation de ses tarifs de base pour le 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 entreront en vigueur en janvier 2019. Les audiences sont prévues pour avril 2019 et la décision devrait être rendue au cours du premier semestre de 2019.

Le 31 août 2018, Washington Gas a déposé une demande auprès de la SCC de la Virginie en vue d'obtenir une autorisation visant des dépenses en immobilisations d'environ 70 millions de dollars américains en 2019, dans le cadre du programme SAVE de 2019. La décision dépend du calendrier procédural de la SCC de la Virginie.

Dans le cas de Cook Inlet Natural Gas Storage Alaska LLC (CINGSA), qui a rendu une décision anticipée sur un projet de redondance déposé en avril 2018 visant des dépenses en immobilisations d'environ 41 millions de dollars américains et des besoins annuels en produits d'environ 6 millions de dollars américains, la réplique a été déposée en septembre 2018. L'audience a eu lieu en octobre 2018 et la décision devrait être rendue en janvier 2019.

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. Les audiences sont prévues pour avril 2019 et la décision devrait être rendue en juillet 2019.

SIÈGE SOCIAL

Trois mois clos les 30 septembre

Pour le secteur Siège social, le BAIIA normalisé pour le troisième trimestre de 2018 a été un bénéfice de 1 million de dollars, contre une perte de 5 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2017. L'augmentation est principalement attribuable aux intérêts créditeurs supplémentaires gagnés sur les fonds entiers dans le cadre de l'acquisition de WGL, contrebalancés en partie par l'augmentation des coûts liés aux technologies de l'information.

Neuf mois clos les 30 septembre

Pour le secteur Siège social, le BAIIA normalisé pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018 a été une perte de 8 millions de dollars, contre une perte de 15 millions de dollars pour la période correspondante de 2017. La diminution est principalement attribuable aux intérêts créditeurs supplémentaires gagnés sur les fonds entiers dans le cadre de l'acquisition de WGL, contrebalancés en partie par l'augmentation des honoraires professionnels et des honoraires de services de consultation et des coûts liés aux technologies de l'information.

CAPITAL INVESTI

	Trois mois clos le 30 septembre 2018				
(en millions de dollars)	Gaz	Électricité	Services publics	Siège social	Total
Capital investi :					
Immobilisations corporelles	60 \$	47 \$	259 \$	1 \$	367 \$
Actifs incorporels	1	11	3	1	16
Placements à long terme	59	—	—	—	59
Acquisition d'entreprises	1 525	892	4 682	(1 168)	5 931
Apport de la participation ne donnant pas le contrôle	(12)	—	—	—	(12)
Capital investi	1 633	950	4 944	(1 166)	6 361
Cessions :					
Immobilisations corporelles	—	—	—	—	—
Capital investi net	1 633 \$	950 \$	4 944 \$	(1 166) \$	6 361 \$

	Trois mois clos le 30 septembre 2017				
(en millions de dollars)	Gaz	Électricité	Services publics	Siège social	Total
Capital investi :					
Immobilisations corporelles	113 \$	1 \$	32 \$	1 \$	147 \$
Actifs incorporels	—	11	—	—	11
Placements à long terme	3	—	—	—	3
Apport de la participation ne donnant pas le contrôle	(6)	—	—	—	(6)
Capital investi	110	12	32	1	155
Cessions :					
Immobilisations corporelles	—	—	—	—	—
Capital investi net	110 \$	12 \$	32 \$	1 \$	155 \$

Pour le troisième trimestre de 2018, le capital investi d'AltaGas s'élevait à 6,4 milliards de dollars, par rapport à 155 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2017. L'augmentation du capital investi s'explique surtout par le montant de 5,9 milliards de dollars versé à l'acquisition de WGL, la hausse des acquisitions d'immobilisations corporelles et les apports relatifs à des placements de WGL dans Central Penn and Mountain Valley, partiellement contrebalancée par la hausse des apports de la participation ne donnant pas le contrôle (représentant la quote-part de Vopak des coûts de construction liés à RIPET).

L'augmentation des acquisitions d'immobilisations corporelles au troisième trimestre de 2018 était attribuable surtout aux dépenses en immobilisations associées à l'amélioration des réseaux et aux programmes accélérés de remplacement des conduites à Washington Gas, aux coûts de construction liés à RIPET et aux dépenses en immobilisations associées à des projets de production décentralisée de WGL.

Le capital investi au troisième trimestre de 2018 a compris des dépenses en immobilisations liées à l'entretien de 3 millions de dollars (6 millions de dollars en 2017) dans le secteur Gaz et de 2 millions de dollars (1 million de dollars en 2017) dans le secteur Électricité. La diminution des dépenses en immobilisations liées à l'entretien du secteur Gaz a découlé principalement de la baisse des dépenses d'investissement liées à l'entretien du troisième trimestre. L'augmentation des dépenses en immobilisations liées à l'entretien du secteur Électricité a découlé principalement de l'entretien des centrales hydroélectriques du nord-ouest.

	Neuf mois clos le 30 septembre 2018				
(en millions de dollars)	Gaz	Électricité	Services publics	Siège social	Total
Capital investi :					
Immobilisations corporelles	175 \$	59 \$	330 \$	2 \$	566 \$
Actifs incorporels	4	12	4	3	23
Placements à long terme	78	—	—	—	78
Acquisition d'entreprises	1 525	892	4 682	(1 168)	5 931
Apport de la participation ne donnant pas le contrôle	(35)	—	—	—	(35)
Capital investi	1 747	963	5 016	(1 163)	6 563
Cessions :					
Immobilisations corporelles	(8)	(2)	—	—	(10)
Capital investi net	1 739 \$	961 \$	5 016 \$	(1 163) \$	6 553 \$

	Neuf mois clos le 30 septembre 2017				
(en millions de dollars)	Gaz	Électricité	Services publics	Siège social	Total
Capital investi :					
Immobilisations corporelles	247 \$	16 \$	80 \$	1 \$	344 \$
Actifs incorporels	1	13	1	2	17
Placements à long terme	17	—	—	—	17
Apport de la participation ne donnant pas le contrôle	(12)	—	—	—	(12)
Capital investi	253	29	81	3	366
Cessions :					
Immobilisations corporelles	(67)	(2)	(1)	—	(70)
Capital investi net	186 \$	27 \$	80 \$	3 \$	296 \$

Au cours des neuf premiers mois de 2018, le capital investi d'AltaGas s'est élevé à 6,6 milliards de dollars, en regard de 366 millions de dollars pour la période correspondante de 2017. L'augmentation du capital investi des neuf premiers mois de 2018 a découlé essentiellement des mêmes facteurs qui ont eu une incidence sur le troisième trimestre de 2018, ainsi de la hausse des apports à AIJVLP. L'augmentation des acquisitions d'immobilisations corporelles au cours des neuf premiers mois de 2018 s'explique également par les mêmes facteurs qui ont eu une incidence sur le troisième trimestre de 2018, ainsi que par l'acquisition d'un immeuble de bureaux de SEMCO. Les cessions d'immobilisations corporelles au cours des neuf premiers mois de 2018 ont eu trait principalement à des installations secondaires du secteur Gaz et à un actif éolien en phase de développement du secteur Électricité, tandis que les cessions d'immobilisations corporelles au cours des neuf premiers mois de 2017 ont visé la vente des actifs de transport de EDS et JFP.

Le capital investi des neuf premiers mois clos le 30 septembre 2018 a compris des dépenses en immobilisations liées à l'entretien de 16 millions de dollars (8 millions de dollars en 2017) pour le secteur Gaz et de 12 millions de dollars (7 millions de dollars en 2017) pour le secteur Électricité. L'augmentation des dépenses en immobilisations liées à l'entretien pour les neuf premiers mois de 2018 du secteur Gaz a découlé principalement d'un entretien planifié à Harmattan au deuxième trimestre de 2018 et, dans le secteur Électricité, des coûts d'environ 5 millions de dollars engagés au cours d'un arrêt planifié aux centrales hydroélectriques du nord-ouest au deuxième trimestre de 2018.

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 troisième trimestre de 2018, AltaGas a mis en place un nouveau système conçu pour gérer et fournir d'autres contrôles de flux de travail pour les processus de commercialisation et de gestion du risque relativement aux activités des LGN. Au 30 septembre 2018 et au 31 décembre 2017, la juste valeur des dérivés de la Société était comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	30 septembre 2018	31 décembre 2017
Gaz naturel	(128) \$	6 \$
Différentiel de fractionnement de LGN	(29)	(24)
Électricité	—	(1)
Change	—	2
Passif dérivé net	(157) \$	(17) \$

Contrats sur les prix des produits de base

La Société conclut des contrats sur le gaz, l'électricité et d'autres contrats de dérivés financiers ou prévoyant une livraison afin de servir les clients, et pour gérer et optimiser son portefeuille d'actifs. Une partie des contrats prévoyant une livraison ne sont pas comptabilisés à la juste valeur parce qu'ils : i) ne sont pas désignés comme «des achats et des ventes dans le cours normal des activités»; ii) ne sont pas admissibles comme instruments dérivés en raison de l'importance de leur montant notionnel à l'égard des marchés liquides applicables; ou qu'ils iii) sont des dérivés climatiques, qui ne sont pas échangeables ou négociables, et les variables sous-jacentes sont liées à une variable climatique, géologique ou à toute autre variable physique. La juste valeur des contrats d'électricité, de gaz naturel et de LGN qui sont admissibles comme instruments dérivés a été calculée selon les prix à terme estimatifs publiés pour la période considérée. AltaGas n'a pas adopté la comptabilité de couverture pour ses contrats de dérivés existants. Pour les secteurs Gaz et Électricité d'AltaGas, les variations de la juste valeur de ces contrats de dérivés sont comptabilisées dans l'état des résultats consolidé de la période au cours de laquelle celles-ci se produisent. Pour le secteur Services publics, les variations de la juste valeur des dérivés recouvrables auprès de la clientèle, ou remboursables à celle-ci, sont comptabilisées à titre d'actifs ou de passifs réglementaires dans les bilans consolidés, tandis que les variations de la juste valeur des dérivés non touchés par la réglementation des tarifs sont comptabilisées dans l'état des résultats consolidé de la période au cours de laquelle celles-ci se produisent.

Le secteur Électricité a conclu divers contrats d'achat et de vente d'électricité à prix fixe et à prix variable sur le marché de l'Alberta, qui devraient être réglés au cours des cinq prochaines années. En outre, afin de servir les clients de détail de l'électricité, AltaGas a conclu des contrats prévoyant la livraison et des contrats de dérivés financiers pour l'achat et la vente de l'électricité.

Le secteur Gaz conclut également des swaps fixes-variables sur les différentiels de fractionnement de LGN pour couvrir son exposition à ces différentiels, parce que les résultats financiers de plusieurs usines d'extraction sont touchés par les variations des différentiels de fractionnement de LGN. Le différentiel de fractionnement de LGN moyen indicatif au comptant pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018 a été d'environ 23 \$/b, y compris les écarts de base (17 \$/b en 2017). 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 neuf mois clos le 30 septembre 2018 a été d'environ 16 \$/b, y compris les écarts de base (12 \$/b en 2017). AltaGas a actuellement des couvertures de différentiels de fractionnement pour le reste de 2018, pour des volumes d'environ 7 500 b/j à un prix moyen de 33 \$/b, en excluant les écarts de base. AltaGas a conclu également une couverture de différentiel de fractionnement pour l'année 2019, pour des volumes d'environ 6 228 b/j à un prix moyen d'environ 30 \$ le baril, en excluant les écarts de base. AltaGas utilise également des dérivés physiques et financiers pour l'achat et la vente de gaz naturel afin d'optimiser ses capacités de stockage et de transport, ainsi que pour gérer les actifs de transport et de stockage pour le compte de tiers. Pour servir les clients du détail de gaz naturel, AltaGas conclut des contrats de vente de détail qui renferment des options, ainsi que des contrats prévoyant une livraison et des contrats de dérivés financiers qui sont admissibles comme instruments dérivés.

Le secteur Services publics conclut des contrats de couverture et d'autres contrats qui peuvent être admissibles comme instruments dérivés liés à l'achat de gaz naturel afin de gérer le risque lié au prix pour les consommateurs. En outre, Washington Gas conclut des contrats prévoyant la livraison ou de dérivés financiers liés aux produits de base en concluant des contrats à terme standardisés, des contrats à terme et des contrats sur options dans le cadre d'un programme d'optimisation des actifs. En vertu de ce programme, Washington Gas réalise la valeur de ses ressources liées à la capacité de stockage et de transport de gaz naturel à long terme lorsque ces ressources ne sont pas entièrement utilisées pour servir les clients du secteur des services publics.

Change

AltaGas mène des activités à l'étranger dont la monnaie fonctionnelle est le dollar américain. Par conséquent, le bénéfice, les flux de trésorerie et les autres éléments du résultat étendu de la Société sont exposés aux fluctuations des taux de change. Ce risque est en partie atténué dans la mesure où la dette et les actions privilégiées d'AltaGas sont libellées en dollars américains. AltaGas peut aussi conclure des contrats de dérivés de change à terme pour gérer le risque de fluctuation des flux de trésorerie lié aux variations des taux de change.

Au 30 septembre 2018, la direction désignait des titres d'emprunt à long terme libellés en dollars américains en cours de 2,4 milliards de dollars américains pour couvrir l'effet de change de ses placements à l'étranger (néant au 31 décembre 2017). Cette désignation a pour effet d'atténuer l'instabilité du bénéfice net en contrebalançant les gains et les pertes de change sur la dette à long terme et les placements nets à l'étranger libellés en dollars américains. Pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2018, AltaGas a enregistré des gains latents après impôts respectivement de 37 millions de dollars résultant de la conversion de la dette dans les autres éléments du résultat étendu (des gains latents après impôts de néant et de 7 millions de dollars respectivement pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2017).

Afin d'atténuer le risque de change associé au prix d'achat au comptant de WGL, AltaGas a conclu des options de change d'une valeur notionnelle totale d'environ 1,2 milliard de dollars américains qui sont venues à échéance en mai 2018. Ces options de change n'étaient pas admissibles à la comptabilité de couverture. Par conséquent, toutes les variations de juste valeur ont été comptabilisées dans le bénéfice net. Pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2018, des gains latents respectivement de néant et de 35 millions de dollars et une perte réalisée respectivement de néant et de 36 millions de dollars ont été comptabilisés dans les produits au titre de ces contrats (pertes latentes respectivement de 10 millions de dollars et 32 millions de dollars en 2017). Au deuxième trimestre de 2018, AltaGas a conclu des contrats de change à terme d'une valeur notionnelle totale de 3,2 milliards de dollars pour atténuer le risque de change lié à l'acquisition de WGL, qui s'est réglée au troisième trimestre de 2018. Ces dérivés de change n'étaient pas admissibles à la comptabilité de couverture. Par conséquent, toutes les variations de juste valeur ont été comptabilisées dans le bénéfice net. Pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2018, des pertes latentes respectivement de 2 millions de dollars et de néant et un gain réalisé de 1 million de dollars ont été comptabilisés dans les produits au titre de ces contrats à terme (néant en 2017).

Conditions météorologiques

De temps à autre, WGL Energy Services utilise des dérivés sur degrés-jours de chauffage («DJC») pour gérer les risques climatiques et les risques liés au prix des ventes de gaz naturel et d'électricité au cours de la saison de chauffage. WGL Energy Services utilise également des dérivés sur degrés-jours de réfrigération («DJR») et d'autres dérivés pour gérer les risques climatiques et les risques liés au prix des ventes de gaz naturel et d'électricité au cours de la saison de climatisation de l'air en été. Ces dérivés couvrent une partie des produits estimatifs ou de l'exposition des coûts liés à l'énergie aux variations des degrés-jours de chauffage ou de climatisation. Pour la période allant de la clôture de l'acquisition de WGL au 30 septembre 2018, des pertes avant impôt de 1 million de dollars ont été comptabilisées relativement à ces instruments (néant en 2017).

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 :

<i>(en millions de dollars)</i>	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Gaz naturel	(4) \$	(2) \$	(15) \$	(1) \$
Différentiel de fractionnement de LGN	(7)	(10)	(5)	(1)
Électricité	2	(3)	(3)	(12)
Change	(2)	(10)	35	(33)
	(11) \$	(25) \$	12 \$	(47) \$

Pour plus de précisions sur les activités de gestion du risque d'AltaGas, se reporter à la note 20 des états financiers consolidés annuels de 2017 et à la note 15 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 septembre 2018 et pour les trois mois et les neuf mois clos à cette date.

SITUATION DE TRÉSORERIE

<i>(en millions de dollars)</i>	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Flux de trésorerie d'exploitation	(355) \$	88 \$	(18) \$	391 \$
Activités d'investissement	(6 269)	(201)	(6 465)	(378)
Activités de financement	5 994	(15)	6 602	(8)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(630) \$	(128) \$	119 \$	5 \$

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie d'exploitation ont diminué de 409 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018 par rapport à la période correspondante de 2017, en raison principalement de la baisse du bénéfice net après impôts et de la variation défavorable nette des actifs et passifs d'exploitation. La majeure partie de la variation nette des actifs et passifs d'exploitation est attribuable à l'ajout des actifs et passifs d'exploitation de WGL et à la baisse des flux de trésorerie découlant des variations des stocks et des créditeurs et charges à payer liées aux températures à certains services publics, contrebalancée en partie par la hausse des flux de trésorerie tirés des passifs réglementaires et l'absence de paiements anticipés sur des ententes de service à long terme liées à RIPET.

Fonds de roulement

<i>(en millions de dollars, sauf le ratio du fonds de roulement)</i>	30 septembre 2018	31 décembre 2017
Actif à court terme	3 516 \$	702 \$
Passif à court terme	4 576	815
Déficit du fonds de roulement	(1 060) \$	(113) \$
Ratio du fonds de roulement	0,77	0,86

La diminution du ratio du fonds de roulement est attribuable principalement à une augmentation de la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, de la dette à court terme, des créditeurs et charges à payer et des passifs détenus en vue de la vente de 258 millions de dollars, contrebalancée en partie par des hausses des actifs détenus en vue de la vente, des débiteurs et des charges payées d'avance. Le fonds de roulement d'AltaGas fluctue dans le cours normal des activités.

Activités d'investissement

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018 ont été de 6,5 milliards de dollars, en regard de 378 millions de dollars pour la période correspondante de 2017. Les activités d'investissement pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018 ont compris principalement un paiement au comptant de 5,9 milliards de dollars pour l'acquisition de WGL, des dépenses d'environ 522 millions de dollars liées aux immobilisations corporelles et des apports d'environ 78 millions de dollars relatifs à des placements comptabilisés à la valeur de consolidation, partiellement contrebalancées par des produits de 77 millions de dollars à la cession d'un investissement (dont la majeure partie est liée aux actions de Tidewater) et des produits au comptant d'environ 10 millions de dollars, déduction faite des coûts de transaction, principalement tirés de la vente de centrales au gaz secondaires et d'un actif éolien. Les activités d'investissement pour les neuf mois clos le 30 septembre 2017 ont compris principalement des dépenses d'environ 359 millions de dollars liées aux immobilisations corporelles, environ 36 millions de dollars liés à des contrats dérivés, des apports d'environ 17 millions de dollars relatifs à des placements d'AltaGas comptabilisés à la valeur de consolidation, des dépenses d'environ 17 millions de dollars liées à des immobilisations incorporelles et un prêt de 13 millions de dollars à Petrogas en vertu de la facilité de crédit garantie portant intérêt de 100 millions de dollars consentie à Petrogas, le tout partiellement contrebalancé par des produits au comptant d'environ 70 millions de dollars, déduction faite des coûts de transaction, provenant principalement de la cession des actifs de transport des EDS et de JFP.

Activités de financement

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018 ont été de 6,6 milliards de dollars, en regard de flux de trésorerie provenant des activités de financement de 8 millions de dollars pour la période correspondante de 2017. Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018, les activités de financement ont compris essentiellement les émissions nettes de dette à court terme et à long de terme de 3,2 milliards de dollars, le produit net de l'émission d'actions ordinaires de 2,5 milliards de dollars, des emprunts nets de 331 millions de dollars aux termes d'acceptations bancaires, le produit tiré de la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans les centrales hydroélectriques du nord-ouest de 912 millions de dollars (déduction faite des coûts de transaction) et des apports de 53 millions de dollars des participations ne donnant pas le contrôle. Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2017, les activités de financement ont compris essentiellement le produit net de l'émission d'actions privilégiées de 293 millions de dollars et d'actions ordinaires de 179 millions de dollars (principalement des actions ordinaires émises en vertu du RRD), des emprunts sur les facilités de crédit de 749 millions de dollars et le produit tiré de la vente à Vopak d'une participation ne donnant pas le contrôle dans RIPET de 24 millions de dollars, le tout contrebalancé en partie par le remboursement respectivement de 838 millions de dollars et 102 millions de dollars sur la dette à long terme et sur la dette à court terme. Les dividendes versés aux porteurs d'actions ordinaires et d'actions privilégiées d'AltaGas pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018 ont totalisé 390 millions de dollars (312 millions de dollars en 2017), dont un montant de 224 millions de dollars réinvesti en vertu du RRD (175 millions de dollars en 2017). Cette augmentation des dividendes est attribuable au nombre plus élevé d'actions ordinaires en circulation et aux hausses des dividendes sur actions ordinaires déclarés au quatrième trimestre de 2017.

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 à la durabilité des flux de trésorerie.

<i>(en millions de dollars)</i>	30 septembre 2018	31 décembre 2017
Dette à court terme	866 \$	47 \$
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an ¹	1 999	189
Dette à long terme ²	7 571	3 437
Total de la dette	10 436	3 673
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie	(14)	(27)
Dette nette	10 422 \$	3 646 \$
Capitaux propres	6 521	4 573
Participations ne donnant pas le contrôle	542	66
Total de la structure du capital	17 485 \$	8 285 \$
Ratio d'endettement (%)	60	44

1) La tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an sera réduite d'environ 1,3 milliard de dollars à la réception du produit attendu lié aux actifs classés comme détenus en vue de la vente dans les bilans consolidés au 30 septembre 2018, lequel servira à rembourser une partie de la facilité de crédit-relais.

2) Déduction faite des frais d'émission de la dette de 35 millions de dollars au 30 septembre 2018 (14 millions de dollars au 31 décembre 2017).

Au 30 septembre 2018, le total de la dette d'AltaGas se composait principalement de billets à moyen terme en cours de 2,7 milliards de dollars (2,9 milliards de dollars au 31 décembre 2017), de la dette à long terme de WGL et de Washington Gas de 2,7 milliards de dollars reflétant les ajustements à la juste valeur de l'acquisition (néant au 31 décembre 2017), de la dette à long terme de SEMCO de 470 millions de dollars (462 millions de dollars au 31 décembre 2017) et d'un montant de 3,7 milliards de dollars emprunté sur les facilités de crédit bancaire (260 millions de dollars au 31 décembre 2017). En outre, l'encours des lettres de crédit d'AltaGas s'élevait à 241 millions de dollars (120 millions de dollars au 31 décembre 2017).

Au 30 septembre 2018, le total de la capitalisation boursière d'AltaGas s'établissait à environ 5,5 milliards de dollars d'après environ 268,9 millions d'actions ordinaires en circulation et un cours de clôture au 30 septembre 2018 de 20,55 \$ par action ordinaire.

Le multiple de couverture des intérêts par les bénéfices d'AltaGas pour les 12 mois clos le 30 septembre 2018 a été de (2,6) fois (2,0 fois pour les 12 mois clos le 30 septembre 2017).

Facilités de crédit

(en millions de dollars)	Capacité d'emprunt	Montant utilisé au 30 septembre 2018	Montant utilisé au 31 décembre 2017
Facilités de crédit à vue	255 \$	146 \$	75 \$
Facilité de lettres de crédit renouvelable prorogeable	150	90	41
Facilité d'exploitation de PNG	25	10	13
Facilité de crédit de PNG	25	—	—
Facilité de crédit renouvelable d'AltaGas Ltd. ¹	1 400	639	219
Facilité de crédit renouvelable d'AltaGas Ltd. de 300 millions de dollars US ^{1, 2}	388	162	—
Facilité de crédit-relais ^{1, 2, 3}	2 914	2 914	—
Facilité de crédit non garantie de 150 millions de dollars US de SEMCO Energy ^{1, 2}	194	1	32
Facilité de crédit renouvelable non garantie de 650 millions de dollars US de WGL ²	841	—	—
Facilité de crédit renouvelable non garantie de 350 millions de dollars US de Washington Gas ^{2, 4}	453	—	—
	6 645 \$	3 962 \$	380 \$

1) Montant utilisé au 30 septembre 2018 converti au taux en vigueur à la fin du mois (1 dollar américain = 1,2945 dollar canadien) (1 dollar américain = 1,2545 dollar canadien au 31 décembre 2017).

2) La capacité d'emprunt a été convertie au taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien au 30 septembre 2018.

3) La facilité de crédit liée à l'acquisition pourrait demeurer en place jusqu'à 12 à 18 mois après la clôture de l'acquisition de WGL, toutefois AltaGas prévoit rembourser la totalité de la facilité au quatrième trimestre de 2018 sous réserve de la clôture de la vente imminente des actifs et du calendrier de l'émission de titres d'emprunt à terme et de titres hybrides.

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 long 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 d'un montant égal ou supérieur à la position en papier commercial maximale attendue. Au 30 septembre 2018, le papier commercial en circulation totalisait 588 millions de dollars américains pour WGL et Washington Gas.

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 septembre 2018
Ratio dette bancaire/structure du capital ¹	pas plus de 65 %	59,8 %
Ratio BAIIA bancaire/intérêts débiteurs ^{1, 2}	pas moins de 2,5x	3,1
Ratio dette bancaire/structure du capital (SEMCO) ³	pas plus de 60 %	36,8 %
Ratio BAIIA bancaire/intérêts débiteurs (SEMCO) ³	pas moins de 2,25x	7,4
Ratio dette bancaire/structure du capital (WGL) ⁴	pas plus de 65 %	59,1 %
Ratio dette bancaire/structure du capital (Washington Gas) ⁴	pas plus de 65 %	46,9 %

1) Calculés d'après la convention de facilité de crédit de la Société, qui se trouve sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

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

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

4) Le ratio dette bancaire/structure du capital 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 milliards de dollars a été déposé. L'objectif du prospectus préalable de base est de faciliter l'émission future, en temps opportun, dans le 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 septembre 2018, un capital d'environ 4,6 milliards de dollars restait disponible aux termes du prospectus préalable de base.

Le 4 juin 2018, un prospectus préalable de base provisoire visant l'émission de titres de créance et d'actions privilégiées d'une valeur de 2 milliards de dollars américains a été déposé en Alberta. AltaGas a déposé un prospectus préalable de base simplifié définitif le 13 juin 2018 tant en Alberta qu'aux États-Unis. Ainsi, AltaGas aura accès aux marchés financiers américains au cours de la période de 25 mois de validité du prospectus préalable de base. Au 30 septembre 2018, 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. À l'exception des autres transactions entre parties liées découlant de l'acquisition de WGL, la nature des transactions avec des parties liées décrites à la note 27 des états financiers consolidés annuels de 2017 n'a pas considérablement changé.

INFORMATION SUR LES ACTIONS

Reçus de souscription

En 2017, la Société a émis environ 84,5 millions de reçus de souscription au prix de 31 \$ chacun dans le cadre d'un placement privé et d'un appel public à l'épargne pour un produit brut total d'environ 2,6 milliards de dollars afin de financer en partie l'acquisition de WGL. Chaque reçu de souscription a donné à son porteur le droit de recevoir automatiquement une action ordinaire à la clôture de l'acquisition de WGL. Pendant que les reçus de souscription étaient en circulation, leurs porteurs ont reçu, pour chaque reçu de souscription, des paiements en espèces (paiements de l'équivalent du dividende) correspondant aux dividendes déclarés sur chaque action ordinaire. Les fonds ont été libérés le 5 juillet 2018. À la clôture, les reçus de souscription ont été automatiquement échangés contre des actions ordinaires d'AltaGas conformément aux modalités de l'entente relative aux reçus de souscription et ont par la suite été radiés de la cote de la TSX.

Au 19 octobre 2018

Émises et en circulation

Actions ordinaires	270 520 996
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
WGL, série 4,25 \$	150 000
WGL, série 4,80 \$	70 600
WGL, série 5,00 \$	60 000

Émises

Options sur actions	4 881 498
Options sur actions exerçables	3 489 609

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

(en dollars par action ordinaire)

	2018		2017
Premier trimestre	0,547500	\$	0,525000
Deuxième trimestre	0,547500		0,525000
Troisième trimestre	0,547500		0,525000
Quatrième trimestre	—		0,540000
Total	1,642500	\$	2,115000

Dividendes sur actions privilégiées – Série A

Exercices clos les 31 décembre

(en dollars par action privilégiée)

	2018		2017
Premier trimestre	0,211250	\$	0,211250
Deuxième trimestre	0,211250		0,211250
Troisième trimestre	0,211250		0,211250
Quatrième trimestre	—		0,211250
Total	0,633750	\$	0,845000

Dividendes sur actions privilégiées – Série B

Exercices clos les 31 décembre

(en dollars par action privilégiée)

	2018		2017
Premier trimestre	0,217600	\$	0,195410
Deuxième trimestre	0,238720		0,195710
Troisième trimestre	0,249530		0,201010
Quatrième trimestre	—		0,214250
Total	0,705850	\$	0,806380

Dividendes sur actions privilégiées – Série C

Exercices clos les 31 décembre

(en dollars américains par action privilégiée)

	2018		2017
Premier trimestre	0,330625	\$	0,275000
Deuxième trimestre	0,330625		0,275000
Troisième trimestre	0,330625		0,275000
Quatrième trimestre	—		0,330625
Total	0,991875	\$	1,155625

Dividendes sur actions privilégiées – Série E

Exercices clos les 31 décembre

(en dollars par action privilégiée)

	2018		2017
Premier trimestre	0,312500	\$	0,312500
Deuxième trimestre	0,312500		0,312500
Troisième trimestre	0,312500		0,312500
Quatrième trimestre	—		0,312500
Total	0,937500	\$	1,250000

Dividendes sur actions privilégiées – Série G

Exercices clos les 31 décembre

(en dollars par action privilégiée)

	2018	2017
Premier trimestre	0,296875 \$	0,296875 \$
Deuxième trimestre	0,296875	0,296875
Troisième trimestre	0,296875	0,296875
Quatrième trimestre	—	0,296875
Total	0,890625 \$	1,187500 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série I

Exercices clos les 31 décembre

(en dollars par action privilégiée)

	2018	2017
Premier trimestre	0,328125 \$	0,328125 \$
Deuxième trimestre	0,328125	0,328125
Troisième trimestre	0,328125	0,328125
Quatrième trimestre	—	0,328125
Total	0,984375 \$	1,312500 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série K

Exercices clos les 31 décembre

(en dollars par action privilégiée)

	2018	2017
Premier trimestre	0,312500 \$	— \$
Deuxième trimestre	0,312500	0,438400
Troisième trimestre	0,312500	0,312500
Quatrième trimestre	—	0,312500
Total	0,937500 \$	1,063400 \$

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 septembre 2018 sont les suivants :

Dividendes sur actions privilégiées – Série 4,25 \$

Exercices clos les 31 décembre

(en dollars américains par action privilégiée)

	2018	2017
Premier trimestre	— \$	— \$
Deuxième trimestre	—	—
Troisième trimestre	1,062500	—
Quatrième trimestre	—	—
Total	1,062500 \$	— \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série 4,80 \$

Exercices clos les 31 décembre

(en dollars américains par action privilégiée)

	2018	2017
Premier trimestre	— \$	— \$
Deuxième trimestre	—	—
Troisième trimestre	1,200000	—
Quatrième trimestre	—	—
Total	1,200000 \$	— \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série 5,00 \$

Exercices clos les 31 décembre

(en dollars américains par action privilégiée)

	2018	2017
Premier trimestre	— \$	— \$
Deuxième trimestre	—	—
Troisième trimestre	1,250000	—
Quatrième trimestre	—	—
Total	1,250000 \$	— \$

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Comme la détermination de la valeur de nombreux actifs, passifs, produits et charges dépend des événements futurs, la préparation des états financiers consolidés d'AltaGas requiert l'utilisation d'estimations et d'hypothèses fondées sur un jugement prudent. Sauf comme il est décrit ci-après, les principales conventions comptables d'AltaGas sont demeurées inchangées et figurent dans les notes afférentes aux états financiers consolidés annuels de 2017. Certaines de ces méthodes portent sur des estimations comptables critiques à cause de l'exigence voulant que des jugements particulièrement subjectifs ou complexes soient faits 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, 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 2017.

ADOPTION DE NOUVELLES NORMES COMPTABLES

Le 1^{er} janvier 2018, AltaGas a adopté les Accounting Standards Updates (ASU) suivantes publiées par le Financial Accounting Standards Board (FASB) :

- ASU 2014-09, *Revenue from Contracts with Customers* et modifications connexes (collectivement, ASC 606). AltaGas a adopté l'ASC 606 au moyen de la méthode rétrospective modifiée pour les contrats en cours au 1^{er} janvier 2018. Aux termes de la méthode rétrospective modifiée, l'information comparative n'est pas retraitée. L'adoption de l'ASC 606 a eu une incidence sur le moment de la comptabilisation des produits liés aux contrats qui prévoient des engagements fermes ou des volumes minimaux aux termes desquels les clients disposent du droit de combler les déficits de volume. Toutefois, à l'adoption de l'ASC, aucun ajustement cumulatif aux bénéfices non répartis d'ouverture n'a été nécessaire pour tenir compte de ce changement dans le rythme de comptabilisation des produits, puisqu'aucun client n'avait de déficit de volume important à combler. Pour plus de précisions, se reporter également à la note 14 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 septembre 2018 et pour les trois mois et neuf mois clos à cette date. AltaGas ne s'attend pas à ce que l'application de l'ASC 606 ait une incidence importante sur ses états financiers consolidés en 2018.
- ASU 2016-01, *Recognition and Measurement of Financial Assets and Financial Liabilities*, qui revoit la comptabilisation par une entité relativement 1) au classement et à l'évaluation des placements dans des titres de capitaux propres, et 2) à la présentation de certaines variations de la juste valeur de passifs financiers évalués à la juste valeur. La mise à jour a aussi modifié certaines obligations d'information associées à la juste valeur des instruments financiers. À l'adoption de cette mise à jour, AltaGas a reclassé ses titres de capitaux propres dont la juste valeur est facilement déterminable des titres disponibles à la vente aux titres détenus à des fins de transaction. Les variations de la juste valeur des titres de capitaux propres dont la juste valeur est facilement déterminable sont dorénavant comptabilisées en résultat net plutôt que dans les autres éléments du résultat étendu. En conséquence, un ajustement au titre de l'effet cumulatif d'environ 7 millions de dollars a été comptabilisé dans les bénéfices non répartis au 1^{er} janvier 2018. Les autres modalités de cette mise à jour n'ont pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.
- ASU 2016-15, *Statement of Cash Flows: Classification of Certain Cash Receipts and Cash Payments*. Les modifications apportées clarifient le classement de certaines transactions de flux de trésorerie dans les états des flux de trésorerie. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

- ASU 2016-16, *Income Taxes: Intra-Entity Transfers of Assets Other Than Inventory*. Les modifications apportées revoient la comptabilisation de l'incidence des transferts intragroupes d'actifs en exigeant qu'une entité comptabilise les impôts exigibles et reportés sur pareils transferts intragroupes, outre les transferts de stocks, au moment du transfert. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.
- ASU 2016-18, *Statement of Cash Flows: Restricted Cash*. Les modifications apportées par cette mise à jour exigent que le solde de la trésorerie et des équivalents de trésorerie présenté dans l'état des flux de trésorerie comprenne les montants réputés être de la trésorerie et des équivalents de trésorerie soumis à restrictions. Le changement dans la présentation de la trésorerie soumise à restrictions dans l'état des flux de trésoreries a été appliqué de façon rétrospective.
- ASU 2017-01, *Business Combinations : Clarifying the Definition of a Business*. Les modifications apportées changent la définition d'une entreprise afin d'aider les entités à évaluer si des actifs et des activités transférés constituent une entreprise. AltaGas appliquera ces modifications de manière prospective.
- ASU 2017-04, *Intangibles – Goodwill and Other: Simplifying the Test for Goodwill Impairment*. Les modifications apportées par cette mise à jour retirent l'étape 2 du test de dépréciation de l'écart d'acquisition, éliminant ainsi l'obligation de déterminer la juste valeur des actifs et des passifs pris individuellement d'une unité d'exploitation afin d'évaluer la dépréciation de l'écart d'acquisition. AltaGas a adopté par anticipation cette mise à jour et en appliquera les modifications prospectivement. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.
- ASU 2017-05, *Other Income – Gains and Losses from the De-recognition of Nonfinancial Assets: Clarifying the Scope of Asset De-recognition Guidance and Accounting for Partial Sales of Nonfinancial Assets*. Les modifications apportées par cette mise à jour clarifient le champ d'application de l'ASC 610-20 ainsi que la comptabilisation des ventes partielles d'actifs non financiers. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.
- ASU 2017-07, *Compensation – Retirement Benefits : Improving the Presentation of Net Periodic Pension Cost and Net Periodic Postretirement Benefit Cost*. Les modifications apportées par cette mise à jour revoient la présentation dans l'état des résultats du coût net périodique des prestations et du coût net périodique des avantages complémentaires de retraite et limitent au coût des services les composantes qui sont admissibles à la capitalisation dans les actifs. AltaGas a appliqué le changement à la présentation du coût des services rendus au cours de la période et des autres composantes du coût net des prestations dans l'état des résultats de façon rétrospective. En conséquence, un montant de 0,4 million de dollars et un montant de 1,2 million de dollars, respectivement, du coût net des prestations lié aux autres composantes ont été reclassés du poste «Charges d'exploitation et d'administration» au poste «Autres produits» de l'état des résultats consolidés pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2017. AltaGas a appliqué le changement lié à la capitalisation du coût des services de façon prospective. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.
- ASU 2017-09, *Compensation – Stock Compensation : Scope of Modifications Accounting*. Les modifications apportées fournissent des directives sur le type de changements aux modalités des arrangements dont le paiement est fondé sur des actions qui doivent être traités par une entité selon les règles de comptabilisation des modifications. Cette mise à jour a été appliquée de façon prospective et n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

- ASU 2017-12, *Derivatives and Hedging – Targeted Improvements to Accounting for Hedging Activities*. Les modifications apportées par cette ASU améliorent la présentation de l'information financière liée aux relations de couverture afin de dresser un portrait plus fidèle des résultats économiques des activités de gestion du risque d'une entité dans ses états financiers et entraînent certaines améliorations ciblées visant à simplifier l'application de la comptabilité de couverture. AltaGas a adopté cette mise à jour de façon anticipée. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.
- ASU 2018-02, *Income Statement – Reporting Comprehensive Income: Reclassification of Certain Tax Effects from Accumulated Other Comprehensive Income*. Les modifications apportées par cette mise à jour permettent de reclasser du cumul des autres éléments du résultat étendu aux bénéfices non répartis des montants d'impôt bloqués résultant de la loi sur l'impôt américaine intitulée *Tax Cuts and Jobs Act*. AltaGas a adopté cette mise à jour de façon anticipée. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.
- ASU 2018-03, *Technical Corrections and Improvements to Financial Instruments – Overall*. Les modifications apportées par cette mise à jour clarifient certains aspects des directives publiées dans l'ASU 2016-01. AltaGas a adopté cette mise à jour de façon anticipée. 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 février 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-02, *Leases*, qui exige que les locataires comptabilisent au bilan un actif lié au droit d'utilisation et un passif locatif pour tous les contrats de location dont la durée est supérieure à 12 mois. La comptabilité pour le locateur demeure pratiquement inchangée. Toutefois, la norme modifie ce qui correspond à un contrat de location-vente ou de location-financement et élimine les dispositions propres à l'immobilier comprises dans l'ASC 840. La norme exige également la présentation d'informations supplémentaires sur les ententes de location. En janvier 2018, le FASB a publié l'ASU 2018-01, *Land Easement Practical Expedient for Transition to Topic 842*, qui permet aux entités de ne pas évaluer en vertu des dispositions de l'ASC 842 les contrats de servitude existants et expirés qui n'ont pas été comptabilisés antérieurement à titre de contrats de location en vertu de l'ASC 840. Les modifications apportées à la nouvelle norme sur les contrats de location s'appliquent aux périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2018. En juillet 2018, le FASB a publié l'ASU 2018-11, *Targeted Improvements*, qui permet aux entités de faire rapport sur les périodes comparatives au cours de la période d'adoption selon l'ancienne norme sur les contrats de location (ASC 840), et de comptabiliser un ajustement au titre de l'effet cumulatif dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis au 1^{er} janvier 2019. L'ASU prévoit également une mesure de simplification selon laquelle les bailleurs ne sont pas tenus de séparer les composantes locatives des composantes non locatives d'un contrat si certaines conditions sont respectées. Les modifications apportées à la nouvelle norme sur les contrats de location s'appliquent aux périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2018. AltaGas réalise actuellement un exercice de délimitation de la portée en produisant une liste complète des contrats de location afin d'évaluer l'incidence de l'adoption de l'ASC 842 sur ses états financiers consolidés, mais elle s'attend à ce que cette nouvelle norme ait une incidence sur son bilan puisqu'au moment de son adoption, tous les contrats de location-exploitation devront être présentés dans le bilan. En outre, AltaGas s'attend à pouvoir utiliser les mesures de simplification transitoires qui permettent aux entités de ne pas avoir à réévaluer si un accord contient un contrat de location en vertu des dispositions de l'ASC 842.

En juin 2016, le FASB a publié l'ASU 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 juin 2018, le FASB a publié l'ASU 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. Les modifications apportées s'appliquent aux périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2018. 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 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 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 août 2018, le FASB a publié l'ASU 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 touchant la capitalisation des coûts de mise en œuvre engagés dans un accord d'hébergement qui constitue un contrat de service avec les exigences touchant la capitalisation des coûts d'implantation 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). 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.

ARRANGEMENTS HORS BILAN

À l'exception des reçus de souscription et du produit net de la vente des reçus de souscription détenu par un agent d'entiercement, comme il est décrit à la rubrique «Information sur les actions» du présent rapport de gestion, et de certains autres engagements et éventualités associés à WGL, tel qu'il est présenté à la note 18 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités, AltaGas n'a pas conclu d'arrangements hors bilan importants au cours des trois mois et des neuf mois clos le 30 septembre 2018. Pour plus d'information sur les arrangements hors bilan, consulter les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion au 31 décembre 2017 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 les co-chefs de la direction intérimaires 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 les co-chefs de la direction intérimaires et le chef des finances, a conçu, ou fait concevoir sous sa supervision, des CPCI et un CIIF pour fournir une assurance raisonnable que l'information devant être communiquée par AltaGas dans ses rapports annuels, intermédiaires et dans les autres rapports déposés ou présentés en vertu des lois sur les valeurs mobilières est portée à son attention, qu'elle est présentée en temps opportun, que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de publication conformément aux PCGR des États-Unis.

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

AltaGas a clôturé l'acquisition de WGL avec prise d'effet le 6 juillet 2018. Par suite de cette transaction, AltaGas évalue actuellement les processus et les activités liés au CIIF de WGL. AltaGas prévoit terminer les activités d'intégration et les évaluations connexes en 2019. Les résultats de WGL, pris en compte dans les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités, comprennent un total des actifs d'environ 13,5 milliards de dollars au 30 septembre 2018 et des produits de 464 millions de dollars pour la période depuis la clôture de la transaction.

En août 2018, AltaGas a mis en place un nouveau système conçu pour gérer et fournir d'autres contrôles de flux de travail pour les processus de commercialisation et de gestion du risque pour les activités relatives aux LGN. Au cours des neufs premiers mois de 2018, 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.

SOMMAIRE DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS DES HUIT DERNIERS TRIMESTRES¹

<i>(en millions de dollars)</i>	T3-18	T2-18	T1-18	T4-17	T3-17	T2-17	T1-17	T4-16	T3-16
Total des produits	1 041	610	878	745	502	539	771	661	492
BALIA normalisé ²	226	166	223	213	190	166	228	194	176
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires	(726)	1	49	(11)	18	(8)	32	38	46
<i>(en dollars par action)</i>	T3-18	T2-18	T1-18	T4-17	T3-17	T2-17	T1-17	T4-16	T3-16
Bénéfice net (perte nette) par action									
De base	(2,78)	0,01	0,28	(0,06)	0,10	(0,05)	0,19	0,23	0,28
Dilué	(2,78)	0,01	0,28	(0,06)	0,10	(0,05)	0,19	0,23	0,28
Dividendes déclarés	0,55	0,55	0,55	0,54	0,53	0,53	0,53	0,53	0,52

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'étend normalement de novembre à mars. Les centrales hydroélectriques au fil de l'eau de la Colombie-Britannique sont également touchées par les précipitations saisonnières et la fonte des neiges, qui augmentent les débits au printemps et en été.

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

- la faiblesse des prix des LGN en 2016 et l'augmentation des prix des produits de base de LGN en 2017 et au cours des neuf premiers mois de 2018;
- la faiblesse des prix de l'Alberta Power Pool au cours de 2016 et de 2017;
- l'incidence de l'appréciation du dollar américain en 2016 et de la dépréciation du dollar américain au deuxième semestre de 2017 et au premier semestre de 2018 sur les résultats convertis des actifs aux États-Unis;
- les températures plus froides connues au quatrième trimestre de 2017 et au cours des premiers neuf mois de 2018 pour plusieurs des services publics;
- le commencement, au début du troisième trimestre de 2016, des activités commerciales du complexe intégré du secteur médian d'AltaGas, à Townsend, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, qui comprend l'installation Townsend, un pipeline de collecte de gaz, des pipelines d'évacuation de LGN et un terminal routier;
- la mise en service de l'installation de stockage d'énergie Pomona le 31 décembre 2016;
- la conclusion de la vente des EDS et des actifs de pipeline de transport du réseau JFP à Nova Chemicals en mars 2017;
- 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 réforme fiscale aux États-Unis sur les produits des services publics aux États-Unis au cours des neuf premiers mois de 2018;
- les produits de WGL après la clôture de l'acquisition au troisième trimestre de 2018.

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, 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 :

- une hausse de la dotation aux amortissements attribuable surtout à la mise en service de nouveaux actifs;
- une hausse des intérêts débiteurs depuis le premier trimestre de 2017 essentiellement attribuable à la hausse des coûts de financement liés à la facilité de crédit-relais;
- une perte latente d'environ 8 millions de dollars comptabilisée au moment de la cessation de la comptabilisation du placement dans Tidewater à la valeur de consolidation au deuxième trimestre de 2017;
- 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 en Alberta et à un projet secondaire à capacité de pointe en phase de développement en Californie;
- l'incidence de la réforme fiscale américaine 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 au cours des neuf premiers mois de 2018 (41 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 troisième trimestre de 2018;
- l'incidence de la perte de WGL pour la période suivant l'acquisition le 6 juillet 2018;
- des provisions après impôts d'environ 539 millions de dollars comptabilisées au troisième trimestre de 2018 se rapportant principalement à des actifs détenus en vue de la vente.

Autres renseignements

DÉFINITIONS

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

À PROPOS D'ALTAGAS

AltaGas est une entreprise d'infrastructure énergétique exerçant ses activités principalement dans les secteurs du gaz naturel, de l'électricité et des services publics 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