

RAPPORT DE GESTION

INFORMATION PROSPECTIVE ET ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent rapport de gestion daté du 30 juillet 2025 est présenté afin de permettre aux lecteurs d'évaluer les résultats d'exploitation, la situation de trésorerie et les sources de financement d'AltaGas Ltd. (« AltaGas » ou la « Société ») au 30 juin 2025 et pour les trois et six mois clos à cette date. Le rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités et les notes y afférentes d'AltaGas au 30 juin 2025 et pour les trois et six mois clos à cette date et les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion au 31 décembre 2024 et pour l'exercice clos à cette date.

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

Les abréviations, acronymes et autres expressions en majuscules utilisés sans définition explicite dans le présent rapport de gestion ont la même signification que les termes définis dans le rapport de gestion au 31 décembre 2024 et pour l'exercice clos à cette date ou dans la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Le présent rapport de gestion contient de l'information prospective (des « énoncés prospectifs »). Les verbes « pouvoir », « devoir », « compter », « prévoir », « s'attendre à », « croire », « viser à », « chercher à », « se proposer de », « envisager », « continuer », « estimer », « se concentrer », « s'efforcer », « prévoir », « s'attendre à », « projeter », « cibler », les termes « potentiel », « objectif », « perspective », « vision », « possibilité » et autres expressions semblables employées au futur ou au conditionnel pour décrire les événements ou le rendement, en ce qui concerne la Société ou l'une de ses sociétés affiliées, sont censés signaler des énoncés prospectifs. En particulier, le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs se rapportant, entre autres, aux objectifs commerciaux, à la croissance prévue, aux résultats d'exploitation, au rendement, aux projets commerciaux et aux résultats financiers. Plus précisément, les énoncés prospectifs inclus dans le présent document comprennent notamment des énoncés portant sur ce qui suit : la conviction d'AltaGas à l'égard du rôle et de l'importance des exportations de ressources à l'échelle mondiale; les ententes tarifaires à l'exportation, y compris le calendrier prévu pour le début des volumes en vertu de celles-ci et les avantages prévus qui en découlent; la conviction que le projet d'expansion de MVP Southgate progresse vers une décision d'investissement définitive; l'intention d'AltaGas de céder sa participation dans le projet d'expansion de MVP Southgate, l'utilisation envisagée du produit et le moment attendu et les avantages prévus de cette cession; l'éventuel programme de modernisation District SAFE, les avantages prévus pouvant en découler et le moment attendu pour l'obtention d'une ordonnance définitive à cet égard; l'attente que le projet REEF respecte le calendrier et le budget pour la date de mise en service prévue à la fin de l'exercice 2026; les projets d'optimisation au REEF, ainsi que le calendrier et les avantages prévus pouvant en découler; la conviction qu'il y aura une demande suffisante pour atteindre une capacité d'exportation au projet REEF d'ici la fin de la décennie afin de soutenir les projets d'optimisation futurs; l'attente que le projet de construction de Pipestone II respecte le budget et demeure en bonne voie d'être mis en service à la fin de 2025; l'engagement d'AltaGas à faire progresser les projets de croissance du secteur Services publics, notamment l'augmentation du nombre de nouveaux clients et la mise en œuvre des programmes de modernisation des actifs existants; l'accent mis par AltaGas sur une croissance interne efficace en matière de capital grâce à une affectation disciplinée du capital; les progrès réalisés dans le projet de pipeline de raccordement Keweenaw de SEMCO, les coûts en capital projetés et le calendrier pour l'achèvement du projet, et les avantages prévus pouvant en découler; la construction par SEMCO d'une interconnexion au gaz naturel pour le projet de conversion au gaz naturel de la centrale alimentée au charbon de Belle River de DTE Energy et le calendrier prévu pour l'achèvement de ce projet; l'avancement des travaux préliminaires réalisés avec les promoteurs de centres de données et les plans d'AltaGas à l'égard de ces projets; les prévisions d'AltaGas pour l'exercice 2025, notamment un bénéfice par action normalisé de 2,10 \$ à 2,30 \$, et un BAIIA normalisé entre 1,775 milliard de dollars et 1,875 milliard de dollars; l'attente que les secteurs

Services publics et Intermédiaire contribueront à hauteur respectivement d'environ 55 % et 45 % du BAIIA normalisé en 2025; les facteurs de croissance prévus du BAIIA normalisé dans le secteur Services publics; les facteurs de croissance prévus du BAIIA normalisé dans le secteur Intermédiaire; les facteurs de croissance prévus du bénéfice par action normalisé en 2025; l'accent mis par AltaGas sur l'atténuation des risques associés à ses activités et la gestion de son exposition aux fluctuations des prix des produits de base, et les avantages prévus pouvant en découler; l'intention de la Société de maintenir un programme de couverture dynamique et les résultats prévus de ce programme; les estimations trimestrielles du programme de couverture pour le secteur Intermédiaire d'AltaGas en 2025; l'incidence attendue des fluctuations des prix des produits de base, des taux de change et des conditions météorologiques sur les résultats normalisés annuels pour 2025; l'engagement d'AltaGas à maintenir un programme de dépenses en immobilisations discipliné autofinancé; des dépenses en immobilisations prévues d'environ 1,4 milliard de dollars en 2025; la répartition prévue entre les secteurs ainsi que la concentration des dépenses en immobilisations en 2025; l'attente que les engagements de dépenses en immobilisations de 2025 d'AltaGas soient financés par des flux de trésorerie générés en interne, une capacité d'investissement associée à un BAIIA normalisé plus solide dans l'ensemble de l'entreprise et le recyclage de capitaux qui est en cours avec la cession prévue de la participation d'AltaGas dans MVP; les ventes d'actifs envisagées en fonction de leur caractère opportun et l'utilisation prévue du produit de ces ventes; l'attente qu'AltaGas puisse financer ses dépenses en immobilisations, ses besoins en liquidités et en fonds de roulement par les flux de trésorerie générés en interne, les ventes d'actifs et les emprunts sur les facilités de crédit en cours consenties dans le cours normal des affaires; les estimations quant au coût, à l'état et aux dates de mise en service des projets de croissance dans les secteurs Intermédiaire et Services publics; la date de mise en service et les coûts prévus de la phase II de Pipestone et les avantages prévus pouvant en découler; la date de mise en service et les coûts prévus du REEF et les avantages prévus pouvant en découler; la date de mise en service et les coûts prévus du projet MVP Southgate, y compris la tranche revenant à AltaGas; la date de mise en service et les coûts prévus du projet de réduction de la teneur en méthanol de RIPET et les avantages prévus pouvant en découler; la date de mise en service et les coûts prévus du projet MVP Boost, y compris la tranche revenant à AltaGas; la conviction de la mise en service du projet MVP Southgate et le soutien continu d'AltaGas à l'égard de ce projet; les programmes de remplacement accélérés de Washington Gas et les avantages prévus qui en découlent; les programmes MRP et PAFI de SEMCO Energy; les dates attendues de dépôt, des procédures et des décisions pour les demandes tarifaires dans le secteur Services publics; le calendrier des dépôts, des procédures et des décisions réglementaires d'importance dans le secteur Services publics; l'attente que les restrictions sur la capacité de Washington Gas de verser des dividendes à AltaGas par suite de certains engagements liés à l'acquisition de WGL n'auront pas d'incidence sur la capacité d'AltaGas de respecter ses obligations; l'objectif d'AltaGas en matière de gestion du capital et les avantages prévus pouvant en découler; et la politique sur les dividendes d'AltaGas.

Ces énoncés comportent des risques connus et inconnus, des incertitudes et d'autres facteurs pouvant faire en sorte que les résultats, les événements et les réussites réels diffèrent considérablement de ceux exprimés ou sous-entendus par ces énoncés. Ces énoncés reflètent les attentes, estimations et prévisions actuelles d'AltaGas fondées sur des facteurs et hypothèses importants à la date des énoncés. Parmi les principales hypothèses, notons : des taux d'imposition effectifs; les taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain; l'inflation; les taux d'intérêt, les notes de crédit, les approbations et les politiques des organismes de réglementation; l'offre, la demande et les prix des produits de base prévus; les volumes et les taux; les écarts de prix du propane et du butane; la variation degrés-jours par rapport à la normale; le taux d'actualisation appliqué aux régimes de retraite; les initiatives de financement; le rendement des entreprises propres à chaque secteur; l'incidence du programme de couverture; les conditions météorologiques; les différentiels de fractionnement; l'accès aux capitaux; les coûts d'exploitation et en capital futurs; le calendrier et la réception des autorisations réglementaires; les facteurs saisonniers; les interruptions de service planifiées et non planifiées; le calendrier de mise en service des nouveaux projets ainsi que des acquisitions et désinvestissements; les impôts et taxes; les charges d'exploitation; le rendement des placements; les dividendes; et les coûts de transaction.

Les énoncés prospectifs d'AltaGas sont sous réserve de risques et d'incertitudes, lesquels pourraient faire en sorte que les résultats ou les événements diffèrent des attentes actuelles, y compris sans s'y limiter : les risques liés à

la santé et à la sécurité; les risques liés à l'exploitation; l'infrastructure; les risques liés à l'approvisionnement en gaz naturel; les volumes de production; les interruptions de service; le transport de produits pétroliers; le risque de marché; l'inflation; la conjoncture économique; les systèmes de cybersécurité, d'information et de contrôle; les risques liés aux changements climatiques; les risques liés à la réglementation en matière d'environnement; les risques liés à la réglementation; les litiges; les modifications aux lois; les droits des peuples autochtones et les droits issus de traités; la dépendance envers certains partenaires; l'incertitude politique et le désordre public; les risques liés à des conflits, y compris les conflits en Europe orientale et au Moyen-Orient; les coûts de mise hors service, d'abandon et de remise en état; le risque pour la réputation; les données météorologiques; les risques liés aux marchés financiers et à la liquidité; les taux d'intérêt; le risque de crédit interne; le risque de change; le risque lié au financement, au refinancement et au service de la dette; le risque de contrepartie et de fournisseur; les incidents liés aux systèmes techniques et aux processus; le risque lié à la stratégie de croissance; la construction et l'aménagement; les pertes insuffisamment ou non assurées; l'incidence de la concurrence pour les activités d'AltaGas; le risque de crédit de contrepartie; le risque lié à la composition; les garanties; les accords de représentant; la valeur marchande des actions ordinaires et d'autres titres; la variabilité des dividendes; la vente possible d'actions additionnelles; les relations de travail; le personnel clé; les coûts et limites de la gestion du risque; les engagements associés à l'approbation réglementaire de l'acquisition de WGL; le coût des régimes de retraite; l'incapacité des fournisseurs de services; les risques liés aux pandémies, aux épidémies ou autres éclosions de maladies; et d'autres facteurs dont il est question à la rubrique « Facteurs de risques » de la notice annuelle de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 et dans d'autres documents d'information continue d'AltaGas.

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

APERÇU DES ACTIVITÉS D'ALTAGAS ET ORGANISATION

AltaGas est une société d'infrastructure énergétique nord-américaine de premier plan qui relie des clients et des marchés à des sources d'énergie abordables et fiables. La Société exerce des activités d'infrastructure énergétique diversifiées, à faible risque et à forte croissance axées sur la création d'une valeur résiliente et durable pour ses parties prenantes. AltaGas compte trois secteurs d'activité, soit les secteurs Services publics, Intermédiaire et Siège social/autres.

Secteur Services publics

Le secteur Services publics d'AltaGas possède et exploite des concessionnaires de services publics de distribution et de stockage de gaz naturel à tarifs réglementés conformément au modèle axé sur le coût du service, qui s'efforcent de fournir une énergie sécuritaire, fiable et abordable à ses clients. Le secteur Services publics d'AltaGas a fourni de l'énergie à environ 1,6 million de clients résidentiels et commerciaux au cours du deuxième trimestre de 2025 pour une base tarifaire moyenne d'environ 5,4 milliards de dollars américains.

Le secteur Services publics comprend deux services publics fournissant des services énergétiques essentiels dans quatre grands États américains :

- Washington Gas Light Company (« Washington Gas »), le principal service public en exploitation de la Société, qui compte environ 1,2 million de clients en Virginie, au Maryland et dans le District de Columbia (« DC »);
- SEMCO Energy, Inc. (« SEMCO Energy »), qui compte environ 330 000 clients dans le sud du Michigan et la partie supérieure de la péninsule du Michigan.

Le secteur Services publics comprend également d'autres installations de stockage et des contrats visant les services de transport et de stockage de gaz naturel entre États, ainsi que WGL Energy Services, Inc. (« WGL Energy Services »), une société affiliée de commercialisation au détail de l'énergie qui vend du gaz naturel et de l'électricité directement aux clients des secteurs résidentiel, commercial et industriel au Maryland, en Virginie, au Delaware, en Pennsylvanie, en Ohio, au New Jersey et dans le DC.

Secteur Intermédiaire

Le secteur Intermédiaire d'AltaGas est une plateforme nord-américaine de premier plan qui relie les clients et les marchés à des formes d'énergie essentielles. Depuis la tête de puits jusqu'aux côtes, la Société s'efforce de fournir à ses clients un service sécuritaire et fiable et une connectivité à l'ensemble de la chaîne de valeur du secteur Intermédiaire qui les aident à générer les meilleurs résultats pour leurs activités. Il s'agit notamment d'assurer l'accès du gaz de pétrole liquéfié (« GPL ») de l'Amérique du Nord au marché mondial, ce qui permet aux producteurs et aux agrégateurs nord-américains de tirer des revenus attrayants du propane et du butane, tout en diversifiant les sources d'approvisionnement et en renforçant la sécurité énergétique en Asie aux clients en aval d'AltaGas.

La plateforme du secteur Intermédiaire d'AltaGas est axée principalement sur les zones Montney et Deep Basin et centrée sur les activités d'exportation de GPL à accès libre qui, de l'avis de la Société, représentent l'avenir du marché pour la mise en valeur des ressources naturelles canadiennes à long terme. AltaGas exploite également un vaste ensemble d'actifs d'infrastructure intermédiaires dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC ») et certaines régions des États-Unis, lesquels visent tous à relier les clients et les marchés de la manière la plus efficace possible.

La plateforme du secteur Intermédiaire d'AltaGas repose sur trois piliers principaux qui sont interdépendants et qui facilitent le fonctionnement de la chaîne de valeur de la Société, de la tête de puits jusqu'aux côtes et au-delà. Ces piliers comprennent :

- **les activités d'exportation à l'échelle mondiale**, qui comprennent les deux terminaux d'exportation de GPL opérationnels d'AltaGas, qui offrent un accès au marché libre à plus de 70 contreparties, pour une capacité d'exportation nominale pouvant atteindre 150 000 b/j de propane et de butane vers des marchés clés de l'Asie, et un troisième terminal en construction;
- **les installations de collecte, de traitement et d'extraction de gaz naturel**, qui comprennent une capacité d'extraction et de traitement de 1,2 gpc/j et une capacité de traitement sur place de gaz brut d'environ 1,2 gpc/j, laquelle est axée principalement sur les zones Montney et Deep Basin;
- **le fractionnement et le traitement des liquides**, qui comprennent une capacité de fractionnement de 70 kb/j et d'importantes activités de traitement des liquides.

Le secteur Intermédiaire regroupe également des activités de commercialisation de gaz naturel et de liquides de gaz naturel (« LGN »), des services de logistique à l'échelle nationale, des installations de camionnage et des terminaux ferroviaires, de même qu'une capacité de stockage souterrain d'environ 3,2 millions de barils de liquides au sein d'un réseau de cavernes de sel par l'intermédiaire de la coentreprise de stockage Strathcona, formée par la Société avec ATCO Energy Solutions Ltd., qu'un stockage de gaz naturel de 15 gpc à l'installation de stockage de gaz naturel de Dimsdale (« Dimsdale »), ainsi qu'une participation de 10 % d'AltaGas dans le gazoduc Mountain Valley (« MVP »), un gazoduc permettant de transporter 2,0 gpc/j de gaz naturel de la formation Marcellus en Virginie et en Virginie-Occidentale vers les principaux marchés de la demande en aval, et qui offre des possibilités d'expansion et de prolongation.

Secteur Siège social/autres

Le secteur Siège social/autres d'AltaGas comprend les activités du siège social de la Société et un petit portefeuille de centrales alimentées aux gaz et d'installations de distribution capables de générer une puissance de 508 MW principalement en Californie.

FAITS SAILLANTS DU DEUXIÈME TRIMESTRE

(Le BAIIA normalisé, le bénéfice net et la dette nette ajustée sont des mesures financières non conformes aux PCGR. La dette nette ajustée sur le BAIIA normalisé et le bénéfice net normalisé par action sont des ratios non conformes aux PCGR. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.)

Résultats financiers

- Le bénéfice par action normalisé s'est établi à 0,27 \$ au deuxième trimestre de 2025, comparativement à 0,14 \$ au trimestre correspondant de 2024, alors que le bénéfice par action conforme aux PCGR s'est établi à 0,59 \$ au deuxième trimestre de 2025, par rapport à une perte de 0,14 \$ pour le trimestre correspondant de 2024.
- Le BAIIA normalisé s'est établi à 342 millions de dollars au deuxième trimestre de 2025, par rapport à 295 millions de dollars au trimestre correspondant de 2024, tandis que le bénéfice avant impôts sur les bénéfices s'est établi à 226 millions de dollars au deuxième trimestre de 2025, par rapport à une perte de 46 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2024. La hausse de 16 % du BAIIA normalisé d'un exercice à l'autre s'explique par la solide performance des actifs d'AltaGas du secteur Intermédiaire et la croissance du secteur Services publics favorisée par des investissements soutenus dans la modernisation.
- Le secteur Intermédiaire a affiché un BAIIA normalisé de 215 millions de dollars au deuxième trimestre de 2025, comparativement à 175 millions de dollars au trimestre correspondant de 2024, tandis que le bénéfice avant impôts sur les bénéfices s'est établi à 263 millions de dollars au deuxième trimestre de 2025, comparativement à 46 millions de dollars au trimestre correspondant de 2024. La hausse de 23 % du BAIIA normalisé du secteur Intermédiaire d'un exercice à l'autre s'explique par la solide performance des exportations à l'échelle mondiale, par une hausse des volumes de traitement de gaz – surtout aux installations de la formation de Montney d'AltaGas, et par une augmentation des bénéfices générés par MVP.
- Le secteur Services publics a affiché un BAIIA normalisé de 134 millions de dollars au deuxième trimestre de 2025, comparativement à 122 millions de dollars au trimestre correspondant de 2024, tandis que le bénéfice avant impôts sur les bénéfices s'est établi à 95 millions de dollars au deuxième trimestre de 2025, comparativement à 31 millions de dollars au trimestre correspondant de 2024. La hausse de 10 % du BAIIA normalisé du secteur Services publics d'un exercice à l'autre s'explique par les investissements dans la modernisation, l'amélioration de l'optimisation des actifs et les températures plus froides au Michigan, le tout en partie contrebalancé par une diminution des apports des activités de commercialisation au détail.
- Au deuxième trimestre de 2025, la dette nette ajustée sur le BAIIA normalisé d'AltaGas s'est établie à 4,6x sur une période de base de douze mois continus, y compris le traitement de la dette de 50 % à l'égard de ses billets hybrides subordonnés et de ses actions privilégiées. Ce ratio est inférieur à la cible d'endettement à long terme de 4,65x de la Société, comparativement à 5,1x à la fin de l'exercice 2024.

Faits saillants opérationnels

- AltaGas a exporté en Asie un volume mondial record de 127 814 b/j de GPL au deuxième trimestre, soit une hausse de 4 % par rapport à l'exercice précédent malgré un temps d'arrêt de neuf jours au Ridley Island Propane Export Terminal (« RIPET »), attribuable notamment à des expéditions au moyen de 12 très grands navires gaziers à partir de RIPET et de huit très grands navires gaziers à partir du terminal Ferndale (« Ferndale »).
- Le débit du secteur Intermédiaire a été solide, les volumes de traitement de gaz ayant augmenté de 8 % par rapport à l'exercice précédent, attribuable à une augmentation de 12 % des actifs de la formation Montney, en premier lieu aux installations de Townsend, Pipestone 1 et de Blair Creek.

- L'activité des exportations d'AltaGas à l'échelle mondiale se poursuit, profitant d'une forte demande de la capacité des terminaux à accès libre en vertu des conventions tarifaires à long terme conclues avec des clients en amont et en aval. Les ententes récentes incluent :
 - l'engagement de Keyera Corp (« Keyera ») à l'égard d'une capacité additionnelle visée par des ententes tarifaires de 12 500 b/j de GPL sur une période de 15 ans à compter de 2028, doublant sa capacité totale visée par des ententes conclues avec AltaGas pour atteindre 25 000 b/j.
 - La signature par BASF Intertrade AG (« BASF ») d'une entente à long terme visant une capacité d'exportation de butane à partir du terminal Ridley Island Energy Export Facility (« REEF »). L'entente fournira à BASF un approvisionnement fiable dans l'Ouest canadien et diversifiera son portefeuille de matières premières de craquage, et renforcera les liens commerciaux entre le Canada et l'Asie.
- MVP a affiché de solides résultats au deuxième trimestre, les apports ayant augmenté par rapport à l'exercice précédent étant donné que la période comparative ne comprenait qu'un apport partiel au moment de la mise en service du pipeline. Le gazoduc de 2,0 milliards de pieds cubes par jour est visé par des contrats de premier ordre de 20 ans et sa capacité peut être accrue grâce à une compression supplémentaire et il peut être prolongé en Caroline du Nord par l'intermédiaire du projet Southgate – les deux projets progressant vers une décision d'investissement définitive à court terme. AltaGas continue de faire avancer le projet de monétiser sa participation dans MVP en utilisant le produit pour réduire l'endettement.

Mise à jour sur les projets

- Les travaux de construction du REEF respectent le budget et sont en bonne voie d'être mis en service à la fin de l'exercice 2026. La préparation des sites est bel et bien achevée alors que les accumulateurs de GPL sont fabriqués à 85 % et qu'ils sont attendus sur le site au quatrième trimestre de 2025. Les travaux de construction de la jetée incluent l'installation effectuée de presque 60 % des piles et l'achèvement de la fabrication de 30 % des estacades. Environ 70 % des coûts du projet sont engagés, près de 60 % du total du coût en capital en vertu de contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction (« IAC ») à prix fixe.
- AltaGas fait avancer les travaux d'ingénierie et d'autres travaux pour faire progresser les projets d'optimisation à court terme au terminal REEF qui permettront à la Société de faire passer les volumes supplémentaires à la phase I, qui est actuellement en construction. Cela comprend notamment l'évaluation d'options visant à augmenter le débit de 15 000-20 000 b/j au cours de la première année suivant la date de mise en service du REEF prévue à la fin de 2026, ainsi que l'avancement des travaux d'ingénierie, d'obtention des autorisations et de coordination des parties prenantes pour passer à 60 000 b/j supplémentaires d'exportations d'ici la fin de la décennie, lorsque la demande pour une capacité d'exportation additionnelle sera suffisante.
- La construction de Pipestone II continue à respecter le budget et le projet demeure en bonne voie d'être mis en service à la fin de 2025, la construction de l'installation étant maintenant achevée à 85 % et les travaux restants faisant l'objet de contrats à prix fixe. Le réseau de pipelines de collecte de gaz est actuellement en fonction et utilisé pour optimiser le débit à l'installation de conversion des coupes lourdes Pipestone I d'AltaGas. Pipestone II est entièrement visé par des ententes d'achat ferme à long terme et fournira une capacité essentielle de traitement du gaz et de liquides dans l'une des régions productrices de gaz naturel riches en liquides la plus active du Canada.

- AltaGas continue de faire progresser les projets de croissance de son secteur Services publics et a obtenu l'approbation réglementaire dans le cadre du projet de pipeline de raccordement Keweenaw dans la péninsule de Keweenaw au Michigan. Les coûts en capital du pipeline de 30 milles devraient se chiffrer à environ 120 millions de dollars américains et il devrait être mis en service en 2027. SEMCO a également obtenu un contrat visant la construction d'une interconnexion à un pipeline de gaz naturel pour le projet de conversion au gaz naturel de la centrale alimentée au charbon de Belle River de DTE Energy au Michigan, qui devrait être achevé au quatrième trimestre de 2025.
- Le secteur Services publics d'AltaGas continue de travailler avec plusieurs promoteurs de centres de données et fait activement progresser des projets comprenant des études d'ingénierie de base en Virginie, au Michigan et au Maryland. La Société met l'accent sur la poursuite de ces projets en réduisant les risques au moyen de la construction d'interconnexions de pipelines pour la production sur place d'électricité par l'intermédiaire d'investissements à tarifs réglementés.

Prévisions pour 2025

- À la suite d'un solide deuxième trimestre de 2025, AltaGas confirme les prévisions de la Société pour l'exercice 2025, notamment le BAIIA normalisé entre 1 775 millions de dollars et 1 875 millions de dollars, et le bénéfice par action normalisé entre 2,10 \$ et 2,30 \$.

REVUE FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
<i>(en millions de dollars, sauf le taux d'imposition effectif)</i>	2025	2024	2025	2024
Produits	2 844	2 775	6 813	6 430
BAIIA normalisé ¹	342	295	1 031	955
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	226	(46)	739	495
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires	175	(42)	567	366
Bénéfice net normalisé ¹	81	41	423	379
Total de l'actif	25 275	23 932	25 275	23 932
Total du passif à long terme	13 615	12 524	13 615	12 524
Capital investi ¹	330	307	582	562
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	(357)	(305)	(709)	(580)
Dividendes déclarés ²	95	88	189	176
Flux de trésorerie d'exploitation	365	452	992	1 009
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées ¹	228	180	779	690
Taux d'imposition effectif normalisé (%) ¹	14,6	21,0	20,5	22,2
Taux d'imposition effectif (%)	19,7	26,2	21,3	22,9

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
<i>(en dollars par action, sauf les actions en circulation)</i>	2025	2024	2025	2024
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	0,59	(0,14)	1,90	1,24
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – dilué	0,58	(0,14)	1,89	1,23
Bénéfice net normalisé – de base ¹	0,27	0,14	1,41	1,28
Bénéfice net normalisé – dilué ¹	0,27	0,14	1,41	1,27
Dividendes déclarés ²	0,32	0,30	0,63	0,60
Flux de trésorerie d'exploitation	1,22	1,52	3,32	3,41
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées ¹	0,76	0,61	2,61	2,33
Actions en circulation – de base (en millions)				
Au cours de la période ³	299	297	299	296
À la fin de la période	299	297	299	297

1) Mesure financière non conforme aux PCGR ou ratio financier 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 trimestre : 0,2975 \$ par action depuis le début de mars 2024, augmenté à 0,315 \$ par action à partir de mars 2025.

3) Moyenne pondérée.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

BAlIA normalisé¹	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
<i>(en millions de dollars)</i>	2025	2024	2025	2024
Secteur Services publics	134 \$	122 \$	635 \$	559 \$
Secteur Intermédiaire	215	175	412	422
Total partiel : secteurs d'exploitation	349 \$	297 \$	1 047 \$	981 \$
Secteur Siège social/autres	(7)	(2)	(16)	(26)
	342 \$	295 \$	1 031 \$	955 \$

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

Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
<i>(en millions de dollars)</i>	2025	2024	2025	2024
Secteur Services publics	95 \$	31 \$	541 \$	417 \$
Secteur Intermédiaire	263	46	467	342
Total partiel : secteurs d'exploitation	358 \$	77 \$	1 008 \$	759 \$
Secteur Siège social/autres	(132)	(123)	(269)	(264)
	226 \$	(46) \$	739 \$	495 \$

Produits	Trois mois clos les		Six mois clos les	
	30 juin		30 juin	
(en millions de dollars)	2025	2024	2025	2024
Secteur Services publics	1 016 \$	832 \$	2 886 \$	2 402 \$
Secteur Intermédiaire	1 813	1 921	3 897	3 994
Total partiel : secteurs d'exploitation	2 829 \$	2 753 \$	6 783 \$	6 396 \$
Secteur Siège social/autres	15	22	30	34
	2 844 \$	2 775 \$	6 813 \$	6 430 \$

TROIS MOIS CLOS LES 30 JUIN

Le BAIIA normalisé au deuxième trimestre de 2025 s'est chiffré à 342 millions de dollars, comparativement à 295 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2024. L'augmentation s'explique en grande partie par les bons résultats du secteur Intermédiaire et la croissance d'un exercice à l'autre du secteur Services publics.

Dans le secteur Intermédiaire, le BAIIA normalisé a été influencé principalement par l'apport plus important des activités d'exportation à l'échelle mondiale, la hausse des recouvrements de coûts et des volumes de traitement dans les installations d'AltaGas situées à Montney, au nord-est de la Colombie-Britannique, et l'apport plus important de MVP attribuable au début de l'exploitation du pipeline en juin 2024 et à la comptabilisation d'une PFUPC moins élevée pour la période correspondante de 2024 du fait que les travaux du pipeline se terminaient. Se reporter à la rubrique « Secteur Intermédiaire » du présent rapport de gestion pour plus d'informations sur les facteurs ayant eu une incidence sur les résultats du secteur Intermédiaire.

Dans le secteur Services publics, les principaux facteurs ayant entraîné une augmentation du BAIIA normalisé comprennent la hausse des produits attribuable aux programmes de remplacement accéléré des conduites, l'augmentation des activités d'optimisation des actifs à Washington Gas et les températures plus froides au Michigan, où AltaGas n'a pas recours à la normalisation des conditions météorologiques, le tout en partie contrebalancé par la baisse des apports des activités de commercialisation au détail de WGL. Se reporter à la rubrique « Secteur Services publics » du présent rapport de gestion pour plus d'informations sur les facteurs ayant eu une incidence sur les résultats du secteur Services publics.

Dans le secteur Siège social/autres, le BAIIA normalisé a subi l'incidence principalement de la hausse des charges liées aux régimes incitatifs des employés. Se reporter à la rubrique « Secteur Siège social/autres » du présent rapport de gestion pour plus d'informations sur les facteurs ayant eu une incidence sur les résultats du secteur Siège social/autres.

Le bénéfice avant impôts sur les bénéfices pour le deuxième trimestre de 2025 s'est établi à 226 millions de dollars, comparativement à une perte avant impôts sur les bénéfices de 46 millions de dollars au trimestre correspondant de 2024. L'augmentation est principalement attribuable aux gains latents plus importants sur les contrats de gestion du risque, aux facteurs mentionnés précédemment qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé, et à la baisse des coûts de transition et de restructuration, le tout en partie contrebalancé par la hausse de la charge d'amortissement et l'augmentation des intérêts débiteurs. Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires pour le deuxième trimestre de 2025 s'est établi à 175 millions de dollars (0,59 \$ par action), contre une perte nette attribuable aux actions ordinaires de 42 millions de dollars (0,14 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2024. L'augmentation s'explique essentiellement par les facteurs susmentionnés qui ont eu une incidence sur le bénéfice avant impôts sur les bénéfices, contrebalancés en partie par la hausse de la charge d'impôts.

Les liquidités provenant de l'exploitation normalisées pour le deuxième trimestre de 2025 se sont établies à 228 millions de dollars (0,76 \$ par action), comparativement à 180 millions de dollars (0,61 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2024. L'augmentation s'explique essentiellement par les facteurs susmentionnés qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé, la hausse des distributions de placements comptabilisés à la valeur de consolidation et la baisse de la charge d'impôts exigibles normalisée, le tout contrebalancé en partie par la hausse des éléments sans effet de trésorerie inclus dans le BAIIA normalisé et des intérêts débiteurs.

Les flux de trésorerie d'exploitation pour le deuxième trimestre de 2025 se sont chiffrés à 365 millions de dollars (1,22 \$ par action), comparativement à 452 millions de dollars (1,52 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2024. La baisse découle principalement d'écarts défavorables de la variation nette des actifs et passifs d'exploitation, du fait surtout des fluctuations des prix des produits de base et des volumes de ventes, le tout en partie contrebalancé par l'augmentation du bénéfice net après impôts (après ajustement pour les éléments sans effet de trésorerie) et la hausse des distributions de placements comptabilisés à la valeur de consolidation. Se reporter à la rubrique « Liquidités » du présent rapport de gestion pour plus d'informations sur la variation des flux de trésorerie d'exploitation.

Les intérêts débiteurs pour le deuxième trimestre de 2025 se sont chiffrés à 114 millions de dollars, comparativement à 111 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2024. L'augmentation est principalement attribuable à l'émission de nouveaux billets hybrides subordonnés au troisième trimestre de 2024 et à la hausse du taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain, le tout contrebalancé en partie par la baisse du solde d'endettement moyen, la hausse des intérêts capitalisés et la baisse des taux d'intérêt moyens. Les intérêts débiteurs comptabilisés sur les billets hybrides subordonnés pour le deuxième trimestre de 2025 se sont élevés à 34 millions de dollars, contre 13 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2024.

AltaGas a comptabilisé une charge d'impôts de 44 millions de dollars pour le deuxième trimestre de 2025, comparativement à un recouvrement d'impôts de 12 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2024. Cette augmentation de la charge d'impôts s'explique surtout par l'augmentation du bénéfice avant impôts sur les bénéfices.

Le bénéfice net normalisé s'est élevé à 81 millions de dollars (0,27 \$ par action) pour le deuxième trimestre de 2025, comparativement à 41 millions de dollars (0,14 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2024. L'augmentation s'explique essentiellement par les facteurs susmentionnés qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé et par les écarts favorables des pertes de change compte tenu des normalisations liées à la conversion

des devises, le tout contrebalancé en partie par l'augmentation de la charge d'amortissement et des intérêts débiteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour en savoir davantage sur les ajustements de normalisation.

SIX MOIS CLOS LES 30 JUIN

Le BAIIA normalisé pour le premier semestre de 2025 s'est établi à 1 031 millions de dollars, contre 955 millions de dollars pour la période correspondante de 2024. L'augmentation s'explique en grande partie par les solides résultats du secteur Services publics.

Dans le secteur Services publics, les principaux facteurs ayant entraîné une augmentation du BAIIA normalisé comprennent les températures plus froides au Michigan et dans le DC, où AltaGas n'a pas recours à la normalisation des conditions météorologiques, la hausse des produits attribuable aux programmes de remplacement accéléré des conduites, l'augmentation des activités d'optimisation des actifs à Washington Gas, la hausse des apports des activités de commercialisation au détail de WGL et la baisse des charges d'exploitation et d'administration. Se reporter à la rubrique « Secteur Services publics » du présent rapport de gestion pour plus d'informations sur les facteurs ayant eu une incidence sur les résultats du secteur Services publics.

Dans le secteur Intermédiaire, l'écart d'un exercice à l'autre du BAIIA normalisé a été influencé principalement par la hausse des recouvrements de coûts et des volumes de traitement des installations d'AltaGas situées à Montney, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, les apports plus élevés des activités de fractionnement et de traitement des liquides et le rendement plus élevé des installations d'extraction, attribuable à la hausse du différentiel de fractionnement réalisé. Ces facteurs ont été plus que contrebalancés par la baisse des apports des activités d'exportation à l'échelle mondiale, la hausse des charges d'exploitation et d'administration et la baisse des produits tirés de l'électricité dans certaines installations du secteur Intermédiaire imputable principalement à la diminution des prix de l'électricité. Se reporter à la rubrique « Secteur Intermédiaire » du présent rapport de gestion pour plus d'informations sur les facteurs ayant eu une incidence sur les résultats du secteur Intermédiaire.

Dans le secteur Siège social/autres, le BAIIA normalisé a subi l'incidence principalement de la hausse des apports de Blythe découlant principalement de l'absence de temps d'arrêt planifié au premier trimestre de 2024. Se reporter à la rubrique « Secteur Siège social/autres » du présent rapport de gestion pour plus d'informations sur les facteurs ayant eu une incidence sur les résultats du secteur Siège social/autres.

Le bénéfice avant impôts sur les bénéfices pour le premier semestre de 2025 s'est établi à 739 millions de dollars, contre 495 millions de dollars pour le semestre correspondant de 2024. L'augmentation s'explique surtout par la hausse des gains latents sur les contrats de gestion du risque, les facteurs mentionnés précédemment qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé, la baisse des coûts de transition et de restructuration et la baisse des coûts de transaction liés aux acquisitions et aux cessions, le tout contrebalancé en partie par la hausse de la charge d'amortissement, la hausse des intérêts débiteurs et les pertes de change par rapport aux gains de change pour la période correspondante de 2024. Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires pour le premier semestre de 2025 s'est établi à 567 millions de dollars (1,90 \$ par action), contre 366 millions de dollars (1,24 \$ par action) pour la période correspondante de 2024. L'augmentation s'explique essentiellement par les facteurs susmentionnés qui ont eu une incidence sur le bénéfice avant impôts sur les bénéfices, contrebalancés en partie par la hausse de la charge d'impôts.

Les liquidités provenant de l'exploitation normalisées pour le premier semestre de 2025 se sont établies à 779 millions de dollars (2,61 \$ par action), comparativement à 690 millions de dollars (2,33 \$ par action) pour la période correspondante de 2024. L'augmentation s'explique essentiellement par les facteurs susmentionnés qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé, la hausse des distributions de placements comptabilisés à la valeur de consolidation et la baisse des éléments sans effet de trésorerie inclus dans le BAIIA normalisé, le tout

contrebalancé en partie par la hausse de la charge d'impôts exigibles normalisée et des intérêts débiteurs, et par les pertes de change plutôt que des gains de change comme au premier semestre de 2024.

Les flux de trésorerie d'exploitation pour le premier semestre de 2025 se sont chiffrés à 992 millions de dollars (3,32 \$ par action), comparativement à 1 009 millions de dollars (3,41 \$ par action) pour la période correspondante de 2024. La baisse découle principalement d'écarts défavorables de la variation nette des actifs et passifs d'exploitation, du fait surtout des fluctuations des prix des produits de base et des volumes de ventes, le tout en partie contrebalancé par l'augmentation du bénéfice net après impôts (après ajustement pour les éléments sans effet de trésorerie) et la hausse des distributions de placements comptabilisés à la valeur de consolidation. Se reporter à la rubrique « Liquidités » du présent rapport de gestion pour plus d'informations sur la variation des flux de trésorerie d'exploitation.

La charge d'intérêts pour le premier semestre de 2025 s'est établie à 229 millions de dollars, contre 218 millions de dollars pour la période correspondante de 2024. L'augmentation est principalement attribuable à l'émission de nouveaux billets hybrides subordonnés au troisième trimestre de 2024 et à la hausse du taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain, le tout contrebalancé en partie par la baisse du solde d'endettement moyen, la hausse des intérêts capitalisés et la baisse des taux d'intérêt moyens. Pour les six mois clos le 30 juin 2025, AltaGas a comptabilisé des intérêts débiteurs de 68 millions de dollars au titre de billets hybrides subordonnés, contre 26 millions de dollars pour la période correspondante de 2024.

AltaGas a comptabilisé une charge d'impôts de 157 millions de dollars pour le premier semestre de 2025, comparativement à 113 millions de dollars pour la période correspondante de 2024. L'augmentation de la charge d'impôts est essentiellement attribuable à la hausse du bénéfice avant impôts sur les bénéfices.

Le bénéfice net normalisé s'est chiffré à 423 millions de dollars (1,41 \$ par action) pour le premier semestre de 2025, comparativement à 379 millions de dollars (1,28 \$ par action) pour la période correspondante de 2024. L'augmentation est principalement attribuable aux facteurs mentionnés précédemment qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé, contrebalancés en partie par la hausse de la charge d'amortissement et des intérêts débiteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour en savoir davantage sur les ajustements de normalisation.

PERSPECTIVES POUR 2025

En 2025, AltaGas s'attend à dégager un BAIIA normalisé d'environ 1,775 à 1,875 milliard de dollars, comparativement à un BAIIA normalisé réel de 1,769 milliard de dollars en 2024, et un bénéfice par action normalisé d'environ 2,10 \$ à 2,30 \$, comparativement à un bénéfice par action normalisé réel de 2,18 \$ et à un bénéfice net par action conforme aux PCGR de 1,95 \$ en 2024. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, le bénéfice avant impôts sur les bénéfices s'est chiffré à 746 millions de dollars, tandis que le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires s'est chiffré à 578 millions de dollars.

Le secteur Services publics devrait contribuer à hauteur d'environ 55 % au BAIIA normalisé en 2025, la croissance d'un exercice à l'autre prévue devant être principalement alimentée par une croissance continue de la base tarifaire grâce à des investissements soutenus dans des programmes de modernisation des actifs pour le compte des clients d'AltaGas, un temps plus froid en 2025, un apport positif de l'ajout de nouveaux clients et l'augmentation des activités d'optimisation des actifs à Washington Gas. Le secteur Intermédiaire devrait contribuer à hauteur d'environ 45 % au BAIIA normalisé, la croissance d'un exercice à l'autre prévue devant être principalement attribuable à de solides volumes et marges d'exportation à l'échelle mondiale, à une hausse des marges liées aux activités de commercialisation de gaz naturel et de LGN et à une utilisation accrue des installations de la formation de Montney de la Société, y compris le complexe Townsend, North Pine et Pipestone I, le tout en partie contrebalancé par la diminution de la quote-part des bénéfices prévus de MVP, compte tenu d'un dessaisissement prévu en 2025, et par la baisse des produits tirés de la cogénération à

l'installation de traitement de gaz et à l'usine d'extraction Harmattan, en raison de la baisse des prix à terme de l'électricité.

La variation prévue du bénéfice par action normalisé de 2,18 \$ par action en 2024 à environ 2,10 \$ à 2,30 \$ par action en 2025 devrait être principalement attribuable aux facteurs mentionnés précédemment qui ont une incidence sur le BAIIA normalisé, le tout contrebalancé en partie par la hausse de la charge d'amortissement et la hausse de la charge d'impôts normalisée.

Les prévisions de BAIIA normalisé et de bénéfice par action normalisé tiennent compte d'hypothèses sur le taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain et des couvertures de change actuelles d'AltaGas. Dans chacun des secteurs, le rendement des activités sous-jacentes peut varier. Tout écart par rapport aux hypothèses actuelles d'AltaGas pourrait avoir une incidence sur le BAIIA normalisé et le bénéfice par action normalisé. Pour plus de renseignements sur les risques pouvant avoir une incidence sur AltaGas, se reporter à la rubrique « Facteurs de risques » de la notice annuelle 2024 d'AltaGas, qui se trouve dans le site de SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.com.

AltaGas continue de se consacrer à atténuer les risques associés à ses activités et à gérer son exposition aux fluctuations des prix des produits de base afin d'obtenir des résultats prévisibles et durables. Malgré les risques inhérents auxquels elle est exposée, la Société maintient un programme de couverture dynamique qui lui permet de couvrir de façon proactive le risque lié aux prix des produits de base et le risque lié aux différentiels de fractionnement afin d'atténuer l'incidence des fluctuations de ses marges et de ses flux de trésorerie. Pour le reste de 2025, AltaGas a couvert la quasi-totalité du risque prévu lié au fret d'AltaGas dans la mer Baltique au moyen de contrats d'affrètement à temps, de couvertures financières et de volumes tarifés, en plus des couvertures présentées dans le tableau suivant :

Programme de couverture – secteur Intermédiaire	T3 2025	T4 2025	Reste de 2025
Volumes des exportations mondiales couverts (%) ¹	100	96	98
Écart moyen du prix entre le FEI et North American NGL pour les volumes de propane/butane couverts (\$ US/b) ^{2, 3}	17,00	19,58	18,00
Volumes de fractionnement couverts (%) ³	88	79	84
Prix de couverture des différentiels de fractionnement (\$ US/b) ³	26,56	26,42	26,48

1) Volumes approximatifs prévus couverts selon les volumes d'exportation estimés en interne par AltaGas. Comprennent les volumes visés par des ententes tarifaires et les couvertures financières.

2) Compte non tenu des écarts de prix sur la livraison physique des volumes de C3 au terminal FSK. Le butane est couvert en pourcentage de West Texas Intermediate.

3) Moyenne approximative de la période.

ANALYSE DE SENSIBILITÉ

Des facteurs tels que les fluctuations des prix des produits de base, les taux de change et les conditions météorologiques ont une incidence sur la performance financière d'AltaGas. Le tableau suivant présente les effets possibles de ces principaux facteurs sur les résultats normalisés prévus annuels d'AltaGas pour 2025 :

Facteur	Augmentation ou diminution	Incidence approximative sur les résultats normalisés annuels (en millions de dollars)
Variation degrés-jours par rapport à la normale – Services publics ^{1, 2}	5 %	9
Variation du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain ^{3, 4}	0,05	1
Écarts de prix du propane et du butane entre le FEI et North American NGL ^{1, 5}	1 \$US/b	4

- 1) Représentent l'incidence sur le BAIIA normalisé annuel.
- 2) Les degrés-jours – Services publics sont associés aux zones servies par SEMCO Energy Gas Company (« SEMCO ») et le DC. Les degrés-jours représentent une mesure de la froideur déterminée quotidiennement en nombre de degrés où la température moyenne du jour en question se situe en dessous de 65 degrés Fahrenheit. Les degrés-jours pour une période donnée correspondent à la moyenne des degrés-jours au cours des 15 années précédentes pour SEMCO et au cours des 30 années précédentes pour Washington Gas.
- 3) Représente l'incidence sur le bénéfice net normalisé annuel dans le secteur Services publics.
- 4) L'analyse de sensibilité est présentée déduction faite des couvertures du bénéfice libellé en dollars américains actuellement en place. Se reporter à la rubrique « Gestion des risques » du présent rapport de gestion pour en savoir davantage.
- 5) L'analyse de sensibilité est établie en fonction des barils marchands, déduction faite des couvertures actuellement en place pour le reste de l'exercice. L'incidence sur le BAIIA normalisé des variations de l'écart pourrait varier et est gérée grâce à un programme de couverture.

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

AltaGas maintient un programme de dépenses en immobilisations discipliné et prévoit actuellement engager le montant de capital investi suivant en 2025 :

	2025 Estimation	2024 Réal
Capital investi	1,4 milliard de dollars	1,3 milliard de dollars
Par secteur :		
Secteur Services publics	51 %	54 %
Secteur Intermédiaire	45 %	41 %
Secteur Siège social	4 %	5 %

En 2025, les dépenses en immobilisations d'AltaGas dans le secteur Services publics devraient être principalement consacrées aux programmes de sécurité et de fiabilité, y compris les programmes de modernisation des actifs, de remplacement accéléré des gazoducs et d'amélioration du réseau, et à l'ajout de nouveaux clients. Dans le secteur Intermédiaire, les dépenses en immobilisations devraient servir principalement à l'aménagement de nouveaux projets, y compris le REEF et la phase II de Pipestone, à des dépenses d'entretien et d'administration et à d'autres projets d'optimisation des actifs existants. La Société continue de se concentrer sur une croissance interne efficace en matière de capital grâce à une affectation disciplinée du capital tout en améliorant la solidité et la souplesse du bilan.

Les engagements de dépenses en immobilisations de 2025 d'AltaGas devraient être financés par les flux de trésorerie générés en interne, la capacité d'investissement associée à une hausse du BAIIA normalisé dans l'ensemble de l'entreprise et le recyclage continu de capital grâce à la cession prévue de la participation que détient la Société dans MVP. D'autres ventes d'actifs seront toujours envisagées en fonction de leur caractère

opportun, le produit tiré de ces ventes, s'il y a lieu, devant servir à renforcer le bilan et à accroître la souplesse financière.

Se reporter aux rubriques « Capital investi net » et « Mesures financières non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour en savoir davantage sur les composantes du capital investi d'AltaGas.

Mise à jour sur les projets de croissance

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

Projet	Participation d'AltaGas	Coût estimé ¹	Description et état du projet	Mise en service prévue
Projets du secteur Intermédiaire				
Phase II de Pipestone	100 %	De 425 millions de dollars à 450 millions de dollars	La phase II de Pipestone a une capacité de conversion des coupes lourdes de gaz sulfureux de 100 mmpc/j et une installation de traitement des liquides de 20 000 b/j. Le projet a fait l'objet d'une décision d'investissement définitive favorable en décembre 2023 et est entièrement visé par des ententes à long terme. Il est adjacent à la phase I de Pipestone, qu'AltaGas a acquise en décembre 2023, et est essentiellement construit à prix fixe clé en main pour la majeure partie des coûts en capital. La construction se poursuit et le projet demeure en bonne voie d'être mise en service à la fin de 2025. Pipestone II fournira une capacité essentielle de traitement du gaz et de liquides dans la région de Pipestone dans la formation de Montney, en Alberta.	Fin de l'exercice 2025
REEF	50 %	675 millions de dollars	Le REEF est un grand terminal maritime destiné à l'exportation de GPL et de liquides en vrac qui est en cours de construction sur l'île Ridley, en Colombie-Britannique. Le projet est mis en valeur par AltaGas et Vopak Development Canada Holdings Inc. (« Vopak ») et est adjacent au RIPET. Le 29 mai 2024, une décision d'investissement définitive favorable pour l'étape 1 a été annoncée dans le cadre du projet. Les travaux de construction continuent de progresser dans tous les aspects et devraient respecter le budget et le calendrier pour la date de mise en service prévue à la fin de 2026. La construction des fondations et la construction des voies ont commencé au début de l'année comme prévu, tandis que les travaux de fabrication d'équipement à l'extérieur du site progressent selon le plan, les livraisons sur le site étant attendues plus tard cette année. Les travaux de construction de la jetée continuent alors que les plans d'atténuation sont déployés pour rattraper le retard accumulé en raison des conditions météorologiques de l'hiver.	Fin de l'exercice 2026

Projet	Participation d'AltaGas	Coût estimé ¹	Description et état du projet	Mise en service prévue
Projets du secteur Intermédiaire (suite)				
Projet de réduction de la teneur en méthanol de RIPET	100 %	55 millions de dollars	En avril 2025, AltaGas a pris une décision d'investissement définitive favorable à l'égard du projet de réduction de la teneur en méthanol de RIPET. Ce projet permettra d'acheminer les navires de RIPET vers tous les marchés asiatiques en aval et d'assurer les caractéristiques fongibles du propane entre RIPET et REEF. Un contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de fabrication a été octroyé et l'ingénierie détaillée a débuté au deuxième trimestre de 2025.	Fin de l'exercice 2026
Projet d'expansion du MVP Mainline (le « MVP Boost »)	10 %	46 millions de dollars américains	L'expansion du MVP Mainline est une mise à niveau axée uniquement sur la compression. Elle ajoutera 500 mmcp/j de capacité ferme à la canalisation principale existante de 488 km (303 miles), ce qui fera passer la capacité ferme à environ 2,5 gpc/j (une augmentation de 25 %) sans ajout de nouveau conduit ou droit de passage. L'étude d'ingénierie de base est terminée et la saison d'ouverture du MVP Boost est en cours et suscite de fortes demandes. Le MVP Boost est un projet d'expansion très économique dont le multiple de construction devrait être inférieur à 4,0x, soutenu par les besoins importants sur les plans de la production d'électricité et des centres de données.	Début 2029
Projet MVP Southgate	5 %	19 millions de dollars américains	Le projet MVP Southgate est un gazoduc latéral interétatique qui prolongera MVP du sud de la Virginie jusqu'au centre de la Caroline du Nord. Le projet est détenu par un consortium dans lequel AltaGas détient une participation de 5,1 %. En décembre 2023, MVP a annoncé avoir conclu des ententes préalables avec deux contreparties afin de fournir collectivement 550 000 décathermes par jour dans le cadre d'engagements fermes en matière de capacité pour des périodes de 20 ans, assortis de deux options de prolongation de cinq ans. Les ententes préalables prévoient un projet modifié, qui s'étendrait sur près de 50 km (31 milles) à partir du terminus de MVP dans le comté de Pittsylvania, en Virginie, jusqu'à de nouveaux points de livraison prévus dans le comté de Rockingham, en Caroline du Nord, au moyen d'une conduite de 76 cm (30 pouces) de diamètre, ce qui suppose beaucoup moins de franchissements de cours d'eau, et qui ne nécessiterait pas une nouvelle station de compression. Le 3 février 2025, MVP a déposé auprès du FERC une demande de modification au certificat de commodité et de nécessité publique visant le projet MVP Southgate modifié. Le projet MVP Southgate modifié devrait coûter environ 370 millions de dollars américains, dont une tranche d'environ 19 millions de dollars américains reviendra à AltaGas. Au quatrième trimestre de 2021, AltaGas a déprécié son placement comptabilisé à la valeur de consolidation dans le projet MVP Southgate pour un montant équivalant à sa valeur comptable de néant en raison des difficultés juridiques et réglementaires auxquelles le projet a dû faire face. AltaGas a fortement confiance que le gazoduc MVP Southgate deviendra opérationnel et demeure déterminée à soutenir le projet MVP Southgate et à relier les clients en aval à cette capacité de transport essentielle.	Juin 2028, la majorité des dépenses prévues en 2027

Projet	Participation d'AltaGas	Coût estimé ¹	Description et état du projet	Mise en service prévue
Projets du secteur Services publics²				
Programmes de remplacement accéléré de conduites – Washington Gas – DC	100 %	Environ 93 millions de dollars américains pour la période de mars 2024 à décembre 2025. Total de 150 millions de dollars américains pour les trois exercices précédents.	La deuxième phase du programme de remplacement accéléré dans le cadre du programme de modernisation de Washington Gas dans le DC a pris fin en décembre 2023. Le 22 décembre 2022, Washington Gas a déposé une demande auprès de la PSC du DC pour le PROJECTpipes 3, sollicitant l'approbation d'un montant d'environ 672 millions de dollars américains pour la période de cinq ans allant du 1 ^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2028. La PSC du DC a rendu des ordonnances prolongeant le PROJECTpipes 2 jusqu'en décembre 2025, assorties d'une limite de dépenses approuvée additionnelle d'environ 93 millions de dollars américains. Le 12 juin 2024, la PSC du DC a rendu une ordonnance rejetant la demande de Washington Gas à l'égard du PROJECTpipes 3 et a simultanément ouvert un nouveau dossier et ordonné à Washington Gas de déposer une nouvelle demande restructurée qui est conforme aux objectifs climatiques du DC. Le 27 septembre 2024, Washington Gas a déposé son plan restructuré, District SAFE, en vue d'obtenir 215 millions de dollars américains pour la période du 1 ^{er} mars 2025 au 31 décembre 2027. Le calendrier des procédures dans l'affaire District SAFE a été prolongé afin de permettre la communication d'autres éléments de preuve à l'égard du témoignage en contre-preuve de Washington Gas, et la PSC du DC a ordonné aux parties de déposer une liste conjointe des faits importants en litige d'ici le 4 août 2025. La PSC du DC a fixé provisoirement une audition de témoins au 30 septembre 2025. Une ordonnance définitive dans l'affaire District SAFE ne devrait pas être rendue avant la fin de 2025.	Les actifs pris individuellement sont mis en service tout au long du programme et sont pris en compte dans la base tarifaire au moyen d'avenants tarifaires.
Programmes de remplacement accéléré de conduites – Washington Gas – Maryland	100 %	Environ 330 millions de dollars américains sur une période de cinq ans, de janvier 2024 à décembre 2028, plus des dépenses additionnelles pour des phases subséquentes, sous réserve de leur approbation.	Le 13 décembre 2023, la Public Service Commission of Maryland (la « PSC du Maryland ») a confirmé le projet d'ordonnance du juge de la division des services publics visant la troisième phase du programme de remplacement accéléré (« STRIDE 3 ») de Washington Gas au Maryland avec un plafond de dépenses totales d'environ 330 millions de dollars américains sur cinq ans.	Les actifs pris individuellement sont mis en service tout au long du programme et sont pris en compte dans la base tarifaire au moyen d'avenants tarifaires.

Projet	Participation d'AltaGas	Coût estimé ¹	Description et état du projet	Mise en service prévue
Projets du secteur Services publics (suite)²				
Programmes de remplacement accéléré de conduites – Washington Gas – Virginie	100 %	Environ 878 millions de dollars américains sur une période de cinq ans, de janvier 2023 à décembre 2027, plus des dépenses additionnelles pour des phases subséquentes à leur approbation.	Le 26 mai 2022, la Commonwealth of Virginia State Corporation Commission (la « SCC de la Virginie ») a approuvé la proposition de Washington Gas relativement à la modification apportée au programme SAVE pour la période 2023-2027 qui prévoit un plafond de dépenses d'environ 878 millions de dollars américains pour la période de cinq ans, pouvant être dépassé d'au plus 5 %.	Les actifs pris individuellement sont mis en service tout au long du programme et sont pris en compte dans la base tarifaire au moyen d'avenants tarifaires.
Programme de remplacement accéléré des conduites maîtresses et programme d'amélioration de la fiabilité des infrastructures – SEMCO ENERGY – Michigan	100 %	Environ 115 millions de dollars américains sur une période de cinq ans, de 2021 à 2025, ainsi que des dépenses supplémentaires de 99 millions de dollars américains de 2025 à 2027, plus des dépenses additionnelles pour des phases subséquentes, sous réserve de leur approbation.	Un programme de remplacement des conduites maîtresses a été accepté dans la dernière demande tarifaire de SEMCO, réglée en décembre 2019. Le programme de remplacement des conduites sur cinq ans a commencé en 2021 et prévoit des dépenses totales d'environ 60 millions de dollars américains. En plus du programme de remplacement des conduites, SEMCO s'est vu accorder un programme d'amélioration de la fiabilité des infrastructures (« PAFI »), aussi sur cinq ans à partir de 2021, qui prévoit des dépenses totales d'environ 55 millions de dollars américains. En septembre 2024, la Michigan Public Service Commission (« MPSC ») a approuvé, pour les deux programmes de SEMCO, des montants supplémentaires respectivement d'environ 46 millions de dollars américains et de 68 millions de dollars américains pour la période de 2025 à 2027, ce qui comprend des dépenses d'environ 15 millions de dollars américains pour 2025 approuvées dans le cadre du programme précédent.	Les actifs pris individuellement sont mis en service tout au long du programme et sont pris en compte dans la base tarifaire au moyen d'avenants tarifaires.
Pipeline de raccordement Keweenaw – SEMCO ENERGY – Michigan	100 %	Environ 120 millions de dollars américains	En mai 2025, SEMCO a obtenu l'approbation réglementaire du projet de pipeline de raccordement Keweenaw, un projet de renforcement du réseau dans la péninsule de Keweenaw au Michigan. Ce projet vise à améliorer la résilience du réseau et à offrir un service de gaz naturel plus fiable aux près des 14 000 clients actuels situés dans la région. Outre l'amélioration de la fiabilité, le projet accroît également la capacité du réseau, ce qui permettra une croissance future dans la région.	Premier trimestre de 2027

1) Les montants sont estimatifs et peuvent changer selon divers facteurs. Lorsque cela est approprié, les montants reflètent la quote-part d'AltaGas des projets.

2) Les programmes de remplacement accéléré de conduites des services publics sont des projets à long terme comportant de nombreuses étapes et pour lesquels les dépenses sont approuvées par les organismes de réglementation; ils sont gérés sur une base pluriannuelle.

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 d'AltaGas (la « direction ») juge importante en ce qu'elles décrivent la performance opérationnelle d'AltaGas, sa situation de trésorerie ainsi que sa capacité de financer les dividendes, les dépenses en immobilisations et les autres activités d'investissement. La description des mesures non conformes aux PCGR ainsi que des informations supplémentaires associées à chacune d'entre elles sont présentées ci-après.

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

Modification de la composition de la dette nette ajustée

Au deuxième trimestre de 2025, la direction a revu la composition de la dette nette ajustée pour y inclure 50 % des billets hybrides subordonnés et 50 % des actions privilégiées. Cette modification a été apportée par suite de l'évaluation de la direction selon laquelle la mise à jour de la mesure reflète mieux la structure de capital de la Société telle qu'elle est perçue par les investisseurs en obligations et les agences de notation. Les calculs de la dette nette ajustée des périodes précédentes ont été retraités pour refléter ce changement. Se reporter à la section Dette nette, dette nette ajustée et dette nette ajustée sur le BAIIA normalisé ci-après.

BAIIA normalisé

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	2025	2024	2025	2024
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices (mesure financière conforme aux PCGR)	226 \$	(46) \$	739 \$	495 \$
Ajouter :				
Amortissement	126	117	254	233
Intérêts débiteurs	114	111	229	218
BAIIA	466 \$	182 \$	1 222 \$	946 \$
Ajouter (déduire) :				
Coûts de transaction liés aux acquisitions et cessions ¹	2	2	2	7
Pertes latentes (gains latents) sur les contrats de gestion du risque ²	(131)	90	(216)	(27)
Pertes à la vente d'actifs ³	1	3	3	2
Coûts de transition et de restructuration ⁴	2	18	13	31
Provisions pour actifs	—	—	2	—
Charges de désactualisation	1	1	2	2
Pertes (gains) de change ⁵	1	(1)	3	(6)
BAIIA normalisé	342 \$	295 \$	1 031 \$	955 \$

- 1) Comprennent les coûts de transaction liés aux acquisitions et cessions d'actifs ou aux participations au cours de la période considérée. Ces coûts sont inclus au poste « Charges d'exploitation et d'administration » des états des résultats consolidés. Les coûts de transaction comprennent des charges, comme les honoraires juridiques, directement attribuables à l'acquisition ou à la cession.
- 2) Inclus aux postes « Produits », « Coût des produits vendus » et « Gains (pertes) de change » des états des résultats consolidés. Pour plus de précisions sur les activités de gestion du risque d'AltaGas, se reporter à la note 12 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 juin 2025 et pour les trois mois et les six mois clos à cette date.
- 3) Inclus au poste « Autres produits » des états des résultats consolidés.
- 4) Comprennent les coûts de transition et de restructuration (y compris les frais liés à l'arrivée en poste d'un nouveau chef de la direction). Ces coûts sont inclus au poste « Charges d'exploitation et d'administration » des états des résultats consolidés.
- 5) Excluent les pertes latentes (gains latents) sur les contrats de change à terme qui ont été conclus aux fins de la gestion de la trésorerie. Ces pertes (gains) sont présentés à la rubrique « Pertes latentes (gains latents) sur les contrats de gestion du risque » ci-dessus.

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 (de la perte) avant impôts ajusté en fonction du montant avant impôts de l'amortissement et des intérêts débiteurs.

AltaGas présente le BAIIA normalisé comme mesure supplémentaire. La direction a recours au BAIIA normalisé pour faciliter la compréhension de l'évolution des bénéfices d'AltaGas sur plusieurs périodes, ainsi qu'à des fins de budgétisation et de rémunération. Le BAIIA normalisé est souvent utilisé par les analystes et les investisseurs pour évaluer des entités du même secteur parce qu'il exclut des éléments qui peuvent varier considérablement d'une entité à l'autre en fonction des méthodes comptables choisies, de la valeur comptable des actifs et de la structure du capital.

Bénéfice net normalisé

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
<i>(en millions de dollars)</i>	2025	2024	2025	2024
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires (mesure financière conforme aux PCGR)	175 \$	(42) \$	567 \$	366 \$
Ajouter (déduire) après impôts :				
Coûts de transaction liés aux acquisitions et cessions ¹	1	2	1	6
Pertes latentes (gains latents) sur les contrats de gestion du risque ²	(100)	68	(165)	(21)
Pertes à la vente d'actifs ³	1	2	2	4
Provisions pour actifs	—	—	1	—
Coûts de transition et de restructuration ⁴	1	15	10	24
Pertes de change latentes (gains de change latents) sur les soldes intersociétés ⁵	3	(4)	7	—
Bénéfice net normalisé	81 \$	41 \$	423 \$	379 \$

- 1) Comprennent les coûts de transaction liés aux acquisitions et cessions d'actifs ou aux participations au cours de la période considérée. Les coûts avant impôts sont inclus au poste « Charges d'exploitation et d'administration » des états des résultats consolidés. Les coûts de transaction comprennent des charges, comme les honoraires juridiques, directement attribuables à l'acquisition ou à la cession.
- 2) Les montants avant impôts sont inclus aux postes « Produits », « Coût des produits vendus » et « Gains (pertes) de change » des états des résultats consolidés. Pour plus de précisions sur les activités de gestion du risque d'AltaGas, se reporter à la note 12 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 juin 2025 et pour les trois mois et les six mois clos à cette date.
- 3) Les montants avant impôts sont inclus au poste « Autres produits » des états des résultats consolidés.
- 4) Comprennent les coûts de transition et de restructuration (y compris les frais liés à l'arrivée en poste d'un nouveau chef de la direction). Ces coûts avant impôts sont inclus au poste « Charges d'exploitation et d'administration » des états des résultats consolidés.
- 5) Se rapporte aux pertes de change latentes sur les soldes débiteurs et créditeurs intersociétés entre une filiale américaine et une entité canadienne, alors que l'incidence sur la filiale américaine est comptabilisée dans le cumul des autres éléments du résultat étendu au poste « Gain (perte) de change », et l'incidence sur l'entité canadienne est comptabilisée au poste « Gains (pertes) de change » dans les états des résultats consolidés.

La direction a recours au bénéfice net normalisé et au bénéfice net normalisé par action pour améliorer la comparabilité des bénéfices d'AltaGas étant donné que ces mesures reflètent le rendement sous-jacent des activités d'AltaGas.

Liquidités provenant de l'exploitation normalisées

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	2025	2024	2025	2024
Flux de trésorerie d'exploitation (mesure financière conforme aux PCGR)	365 \$	452 \$	992 \$	1 009 \$
Ajouter (déduire) :				
Variation nette des actifs et passifs d'exploitation	(142)	(292)	(229)	(364)
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations réglées	1	—	1	—
Liquidités provenant de l'exploitation	224 \$	160 \$	764 \$	645 \$
Ajouter (déduire) :				
Coûts de transaction liés aux acquisitions et cessions ¹	2	2	2	7
Coûts de transition et de restructuration ²	2	18	13	31
Charge d'impôts exigibles sur les ventes d'actifs ³	—	—	—	7
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées	228 \$	180 \$	779 \$	690 \$

1) Comprennent les coûts de transaction liés aux acquisitions et cessions d'actifs ou aux participations au cours de la période considérée. Ces coûts excluent les montants sans effet sur la trésorerie et sont inclus au poste « Charges d'exploitation et d'administration » des états des résultats consolidés. Les coûts de transaction comprennent des charges, comme les honoraires juridiques, directement attribuables à l'acquisition ou à la cession.

2) Comprennent les coûts de transition et de restructuration (y compris les frais liés à l'arrivée en poste d'un nouveau chef de la direction). Ces coûts avant impôts sont inclus au poste « Charges d'exploitation et d'administration » des états des résultats consolidés.

3) Incluse au poste « Charge d'impôts exigibles » des états des résultats consolidés.

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

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

Charge d'impôts normalisée

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	2025	2024	2025	2024
Charge (recouvrement) d'impôts (mesure financière conforme aux PCGR)	44 \$	(12) \$	157 \$	113 \$
Ajouter (déduire) l'incidence fiscale des éléments suivants :				
Coûts de transaction liés aux acquisitions et cessions	1	—	1	1
Pertes latentes (gains latents) sur les contrats de gestion du risque	(31)	22	(51)	(6)
Pertes (gains) à la vente d'actifs	—	1	1	(2)
Provisions pour actifs	—	—	1	—
Coûts de transition et de restructuration	—	3	2	7
Pertes de change latentes (gains de change latents) sur les soldes intersociétés	1	(1)	2	—
Charge d'impôts normalisée	15 \$	13 \$	113 \$	113 \$

Le tableau ci-dessus présente le rapprochement de la charge d'impôts normalisée et de la mesure conforme aux PCGR, la charge (le recouvrement) d'impôts. Les éléments de rapprochement comprennent l'incidence des impôts sur le bénéfice relativement aux éléments de normalisation utilisés dans le calcul du bénéfice net normalisé. Pour en savoir davantage sur les éléments de normalisation individuels, se reporter au tableau sur le rapprochement du bénéfice net normalisé ci-dessus.

La charge d'impôts normalisée, qui est utilisée par la direction pour améliorer la comparabilité de l'incidence des impôts sur le bénéfice d'AltaGas étant donné qu'elle reflète le rendement sous-jacent des activités d'AltaGas, est présentée afin d'offrir cette perspective aux analystes et aux investisseurs.

Dettes nette, dette nette ajustée et dette nette ajustée sur le BAIIA normalisé

La Société utilise la dette nette, la dette nette ajustée et la dette nette ajustée sur le BAIIA normalisé pour faire le suivi de la structure de son capital et l'évaluer par rapport aux bénéfices. Ces mesures servent aussi à évaluer la solidité financière de la Société, et elles sont présentées afin d'offrir cette perspective aux analystes et aux investisseurs. 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, la tranche à court terme et la tranche à long terme des obligations locatives liées aux contrats de location-financement, et les billets hybrides subordonnés, moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie. La dette nette ajustée est définie comme la dette nette ajustée pour exclure la tranche des obligations locatives liées aux contrats de location-financement échéant à moins d'un an et la tranche des obligations locatives liées aux contrats de location-financement à long terme, 50 % des billets hybrides subordonnés et 50 % des actions privilégiées. La dette nette ajustée sur le BAIIA normalisé est calculée en divisant la dette nette ajustée, telle que définie précédemment, par le BAIIA normalisé de la période de douze mois précédente.

<i>(en millions de dollars, sauf la dette nette ajustée sur le BAIIA normalisé)</i>	30 juin 2025	31 décembre 2024
Dettes à court terme	— \$	10 \$
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an ¹	452	858
Tranche des obligations locatives liées aux contrats de location-financement échéant à moins d'un an	24	23
Dettes à long terme ²	7 189	6 992
Obligations locatives liées aux contrats de location-financement	126	126
Billets hybrides subordonnés ³	1 955	2 022
Total de la dette	9 746	10 031
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie	(320)	(85)
Dettes nettes	9 426 \$	9 946 \$
Ajouter (déduire) :		
Tranche des obligations locatives liées aux contrats de location-financement échéant à moins d'un an	(24)	(23)
Obligations locatives liées aux contrats de location-financement	(126)	(126)
50 % du traitement de la dette des billets hybrides subordonnés	(978)	(1 011)
50 % du traitement de la dette des actions privilégiées	196	196
Dettes nettes ajustées ⁴	8 494 \$	8 982 \$

Dettes nettes ajustées sur le BAIIA normalisé^{4, 5}

4,6

5,1

- 1) Déduction faite des frais d'émission de la dette, des primes non amorties et des escomptes non amortis de moins de 1 million de dollars au 30 juin 2025 (moins de 1 million de dollars au 31 décembre 2024).
- 2) Déduction faite des frais d'émission de la dette, des primes non amorties et des escomptes non amortis de moins de 28 millions de dollars au 30 juin 2025 (29 millions de dollars au 31 décembre 2024).
- 3) Déduction faite des frais d'émission de la dette de 23 millions de dollars au 30 juin 2025 (23 millions de dollars au 31 décembre 2024)
- 4) Comme il est indiqué précédemment dans le présent rapport de gestion, au deuxième trimestre de 2025, AltaGas a modifié la directive de la Société relative aux mesures financières non conformes aux PCGR concernant le calcul de la dette nette ajustée afin d'y inclure 50 % des billets hybrides subordonnés et 50 % des actions privilégiées. Les montants figurant dans le présent tableau reflètent les chiffres retraités pour tenir compte des révisions apportées à la directive.
- 5) Calculée comme la dette nette ajustée à la date du bilan, divisée par le BAIIA normalisé de la période de douze mois précédente.

Capital investi et capital investi net

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
<i>(en millions de dollars)</i>	2025	2024	2025	2024
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement (mesure financière conforme aux PCGR)	357 \$	305 \$	709 \$	580 \$
Ajouter (déduire) :				
Variation nette des dépenses d'investissement sans effet sur la trésorerie ¹	49	11	19	(4)
PFUPC ²	—	1	—	1
Apports des participations ne donnant pas le contrôle ³	(76)	(11)	(146)	(17)
Capital investi net	330 \$	306 \$	582 \$	560 \$
Cessions d'actifs	—	1	—	2
Capital investi	330 \$	307 \$	582 \$	562 \$

- 1) Comprend les dépenses d'investissement sans effet sur la trésorerie incluses au poste « Créditeurs et charges à payer » des bilans consolidés. Pour plus de précisions, se reporter à la note 18 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 juin 2025 et pour les trois mois et les six mois clos à cette date.
- 2) La PFUPC correspond au montant qu'une entreprise à tarifs réglementés a le droit de recouvrer au titre du coût de financement de ses actifs en cours de construction et est exclue toute PFUPC issue des placements comptabilisés à la valeur de consolidation. La PFUPC est incluse au poste « Immobilisations corporelles » du bilan consolidé.
- 3) Ne tiennent pas compte de la trésorerie reçue dans le cadre des appels de fonds réalisés d'avance liés aux dépenses en capital prévues.

Le capital investi est une mesure de l'utilisation du capital par AltaGas dans le cadre des activités d'investissement. Elle comprend les dépenses relatives aux immobilisations corporelles et aux actifs incorporels, les apports aux placements à long terme et les apports des participations ne donnant pas le contrôle. Le capital investi net correspond au capital investi présenté déduction faite de la trésorerie versée pour les acquisitions d'entreprises et du produit de la cession d'actifs et de participations au cours de la période. Le capital investi net est calculé en fonction des postes de la section sur les activités d'investissement dans les états des flux de trésorerie consolidés, ajusté pour tenir compte des éléments comme les dépenses d'investissement sans effet de trésorerie, la PFUPC et les apports des participations ne donnant pas le contrôle. Le capital investi et le capital investi net sont utilisés par la direction, les investisseurs et les analystes pour mieux comprendre les dépenses d'investissement d'AltaGas d'une période à l'autre et fournir des informations supplémentaires sur l'utilisation du capital par la Société.

Calculs supplémentaires

Rapprochement du BAIIA normalisé et du bénéfice net normalisé

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	2025	2024	2025	2024
BAIIA normalisé	342 \$	295 \$	1 031 \$	955 \$
Ajouter (déduire) :				
Amortissement	(126)	(117)	(254)	(233)
Intérêts débiteurs	(114)	(111)	(229)	(218)
Recouvrement (charge) d'impôts sur les bénéfices	(44)	12	(157)	(113)
Éléments de normalisation influant sur les impôts sur les bénéfices ¹	28	(25)	43	—
Charges de désactualisation	(1)	(1)	(2)	(2)
Gains (pertes) de change	(1)	1	(3)	6
Pertes de change latentes (gains de change latents) sur les soldes intersociétés	4	(5)	9	—
Bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(2)	(4)	(5)	(8)
Dividendes sur actions privilégiées	(5)	(4)	(10)	(8)
Bénéfice net normalisé	81 \$	41 \$	423 \$	379 \$

1) Représentent l'incidence des impôts sur le bénéfice relativement aux éléments de normalisation utilisés dans le calcul du BAIIA normalisé.

Calcul du taux d'imposition effectif normalisé

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
<i>(en millions de dollars, sauf le taux d'imposition effectif)</i>	2025	2024	2025	2024
Bénéfice net normalisé	81 \$	41 \$	423 \$	379 \$
Ajouter (déduire) :				
Charge d'impôts normalisée ¹	15	13	113	113
Bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	2	4	5	8
Dividendes sur actions privilégiées	5	4	10	8
Bénéfice net normalisé avant impôts sur les bénéfices	103 \$	62 \$	551 \$	508 \$
Taux d'imposition effectif normalisé (%) ²	14,6	21,0	20,5	22,2

1) Calculée dans la rubrique ci-dessus.

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

SERVICES PUBLICS

Statistiques d'exploitation

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2025	2024	2025	2024
Livraison de gaz naturel – utilisation finale (gpc) ¹	16,4	14,5	89,9	69,0
Livraison de gaz naturel – transport (gpc) ¹	20,7	20,2	65,2	55,3
Points de service (en milliers) ²	1 567	1 560	1 567	1 560
Variation degrés-jours par rapport à la normale – SEMCO (Michigan) (%) ³	3,6	(29,0)	0,5	(17,1)
Variation degrés-jours par rapport à la normale – Washington Gas (DC) (%) ^{3, 4}	(31,1)	(31,6)	(8,5)	(17,7)
Commercialisation de l'énergie au détail – volumes des ventes de gaz (mmpc/j)	11 572	9 664	34 077	33 474
Commercialisation de l'énergie au détail – volumes des ventes d'électricité (GWh)	3 575	3 714	7 264	7 256

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

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

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

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

Trois mois clos les 30 juin

Pour le secteur Services publics, le BAIIA normalisé s'est chiffré à 134 millions de dollars au deuxième trimestre de 2025, contre 122 millions de dollars au trimestre correspondant de 2024. L'augmentation du BAIIA normalisé s'explique surtout par la hausse des produits attribuable aux programmes de remplacement accéléré des conduites, par l'augmentation des activités d'optimisation des actifs à Washington Gas et par les températures plus froides dans le Michigan, où AltaGas n'a pas recours à la normalisation des conditions météorologiques. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la baisse des apports des activités de commercialisation au détail de WGL.

Le secteur Services publics a inscrit un bénéfice avant impôts sur les bénéfices de 95 millions de dollars au deuxième trimestre de 2025, comparativement à 31 millions de dollars au trimestre correspondant de 2024. L'augmentation s'explique surtout par l'augmentation des gains latents sur les contrats de gestion du risque, par la diminution des coûts de transition et de restructuration et par les facteurs mentionnés précédemment ayant eu une incidence sur le BAIIA normalisé, le tout en partie contrebalancé par la hausse de la charge d'amortissement.

Six mois clos les 30 juin

Le secteur Services publics a inscrit un BAIIA normalisé de 635 millions de dollars au premier semestre de 2025, contre 559 millions de dollars pour la période correspondante de 2024. L'augmentation du BAIIA normalisé s'explique surtout par les températures plus froides dans le Michigan et le DC, où AltaGas n'a pas recours à la normalisation des conditions météorologiques, par la hausse des produits attribuable aux programmes de remplacement accéléré des conduites, par l'augmentation des activités d'optimisation des actifs à Washington Gas, par la hausse des apports des activités de commercialisation au détail de WGL, par la baisse des charges d'exploitation et d'administration, par l'incidence de la hausse du taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain, et par l'incidence favorable des demandes tarifaires de 2022 pour le DC.

Le secteur Services publics a inscrit un bénéfice avant impôts sur les bénéfices de 541 millions de dollars au premier semestre de 2025, comparativement à 417 millions de dollars à la période correspondante de 2024. L'augmentation s'explique surtout par les facteurs mentionnés précédemment ayant eu une incidence sur le BAIIA normalisé, par l'augmentation des gains latents sur les contrats de gestion du risque et par la diminution des coûts de transition et de restructuration, le tout en partie contrebalancé par la hausse de la charge d'amortissement.

MISES À JOUR SUR LA RÉGLEMENTATION DES SERVICES PUBLICS

Services publics / Territoire	Date du dépôt	Demande	État	Moment attendu de la décision
Washington Gas – District de Columbia	Août 2024	Hausse des tarifs de base de 46 millions de dollars américains, dont environ 12 millions de dollars américains actuellement perçus sous forme de surcharge au titre du programme PROJECTpipes. L'augmentation additionnelle demandée pour les tarifs de base était donc d'environ 34 millions de dollars américains.	Le 5 août 2024, Washington Gas a déposé une demande tarifaire auprès des autorités afin d'accroître les taux et les tarifs existants liés au service de distribution du gaz dans le DC. Les tarifs demandés visent à percevoir des produits d'environ 257 millions de dollars américains, ce qui représente une augmentation des produits annuels normalisés selon les conditions météorologiques de Washington Gas d'environ 46 millions de dollars américains. Une tranche d'environ 12 millions de dollars américains découlant de l'augmentation des produits demandée représente les coûts actuellement perçus sous forme de surcharge au titre du PROJECTpipes et une tranche d'environ 34 millions de dollars américains représente une augmentation supplémentaire des nouveaux produits sur le tarif de base. Le témoignage de l'intervenant a été reçu le 24 janvier 2025, et le témoignage en contre-preuve de Washington Gas a été déposé le 25 mars 2025. La date de l'audience est fixée au 14 août 2025. Washington Gas prévoit recevoir une ordonnance définitive de la PSC du DC au cours du quatrième trimestre de 2025.	Ordonnance définitive attendue au cours du quatrième trimestre de 2025.

Autres mises à jour sur la réglementation

Engagements liés à la fusion – DC

Le 9 août 2023, la PSC du DC a déterminé qu'AltaGas n'avait pas respecté l'engagement au titre de la modalité n° 5 de l'ordonnance d'approbation de la fusion de la PSC du DC relativement à la fusion d'AltaGas, de WGL et de Washington Gas en juin 2018. La PSC du DC a attribué à AltaGas la responsabilité de l'aménagement de 2,4 MW de ressources renouvelables de niveau 1 au plus tard le 6 juillet 2023 et a confirmé que la Société n'avait violé son engagement au titre de la modalité n° 5 que pour les 7,6 MW restants. AltaGas a confirmé qu'elle respectera son engagement au titre de la modalité n° 5 en poursuivant l'aménagement des 7,6 MW restants d'énergie solaire renouvelable. Le 5 janvier 2025, AltaGas a payé la pénalité civile d'environ 2,1 millions de dollars américains.

AltaGas estime s'être récemment pleinement conformée à la modalité n° 5 en assumant la responsabilité de l'aménagement des projets d'énergie solaire renouvelable nécessaires pour respecter l'engagement de 10 MW. Le 15 mai 2025, la Société a produit son rapport de conformité à la modalité n° 5 qui atteste à la PSC du DC qu'au 14 mars 2025, AltaGas a rempli son engagement de 10 MW conformément à la modalité n° 5 de l'entente de règlement approuvée dans l'affaire officielle n° 1142 le 29 juin 2018, et présente des informations à cet égard. Le 13 juin 2025, le gouvernement du District de Columbia (le « DCG ») a produit une lettre avisant la PSC du DC que le DCG avait examiné le rapport de conformité du 15 mai et qu'il n'avait « [Traduction] aucune objection à l'égard des projets résidentiels et commerciaux désignés par AltaGas pour attester du respect de son engagement de 10 MW ». Par la suite, le 16 juin 2025, AltaGas a déposé une demande auprès de la PSC du DC pour qu'elle rende une ordonnance concluant qu'en date du 14 mars 2025, AltaGas était responsable de la production de plus de 10 MW d'énergie solaire dans le District, comme il est indiqué dans le rapport de conformité d'AltaGas du 15 mai 2025. AltaGas attend une ordonnance de la PSC du DC concernant cette demande.

Règlements pour la lutte contre les changements climatiques

Dans le DC, la DC Law 24-177 exige que le maire adopte des règlements définitifs d'ici le 31 décembre 2026 qui prévoient que toutes les nouvelles constructions ou les rénovations importantes d'immeubles commerciaux (immeubles de plus de trois étages) respectent une norme de consommation énergétique nette zéro, visant à interdire la combustion de combustibles sur place. Le 17 octobre 2024, Washington Gas, avec les codemandeurs, a intenté une poursuite devant la Cour de district du District de Columbia des États-Unis pour contester la légalité de cette loi.

Dans le comté de Montgomery, au Maryland, le projet de loi 13-22 exigera des règlements qui établissent des normes de construction entièrement électrique pour toutes les nouvelles constructions (sous réserve de quelques exceptions) d'ici le 31 décembre 2026. Le 17 octobre 2024, Washington Gas, avec les codemandeurs, a intenté une poursuite devant la Cour de district du District du Maryland des États-Unis pour contester la légalité de ce projet de loi.

Dans l'État du Maryland, le Maryland Department of Environment a promulgué la version définitive de la réglementation intitulée *Building Energy Performance Standards* (la « BEPS ») qui imposera des exigences de réduction du dioxyde de carbone (qui atteindront ultimement zéro) pour certains bâtiments couverts, à compter du 23 décembre 2024. Le 17 janvier 2025, Washington Gas et les codemandeurs ont intenté une poursuite devant la Cour de district du District du Maryland des États-Unis pour contester la légalité de la réglementation.

Le 25 février 2025, le comté de Montgomery a adopté la BEPS qui impose des restrictions et des pénalités pour l'utilisation des appareils au gaz dans les bâtiments neufs et existants, en établissant une série de limites d'intensité de consommation d'énergie allant en décroissant pour les bâtiments couverts. Le 27 mars 2025, Washington Gas et les codemandeurs ont intenté une poursuite devant la Cour de district du District du Maryland des États-Unis pour contester la légalité de la réglementation.

Statistiques d'exploitation

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2025	2024	2025	2024
Volumes d'exportation de GPL (b/j) ¹	127 814	123 285	123 552	119 210
Total de la capacité d'amenée de gaz traité (mmpc/j) ¹	1 531	1 420	1 541	1 404
Volumes d'extraction d'éthane (b/j) ¹	23 231	19 618	28 163	19 993
Volumes d'extraction de LGN (b/j) ^{1, 2}	50 982	47 054	50 175	47 663
Volumes de fractionnement (b/j) ^{1, 3}	42 625	43 421	42 820	42 242
Différentiels de fractionnement – réalisés (\$/b) ^{1, 4}	24,48	25,32	26,15	25,27
Différentiels de fractionnement – prix au comptant moyen (\$/b) ^{1, 5}	24,46	29,61	28,35	27,39
Écart de prix du propane entre le FEI et Mont Belvieu (\$ US/b) ^{1, 6, 7}	10,15	18,36	11,16	16,21
Écart de prix du butane entre le FEI et Mont Belvieu (\$ US/b) ^{1, 7, 8}	11,57	18,66	11,99	16,29

1) Moyenne de la période.

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

3) Les volumes de fractionnement incluent les volumes composés de LGN traités.

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

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

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

7) Reflètent la révision des chiffres relatifs aux périodes antérieures de 2024.

8) Écart du prix du butane moyen entre le FEI et Mont Belvieu TET Commercial Index.

Trois mois clos les 30 juin

Le secteur Intermédiaire a inscrit un BAIIA normalisé de 215 millions de dollars au deuxième trimestre de 2025, contre 175 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2024. L'augmentation du BAIIA normalisé est principalement attribuable à l'apport plus important des activités d'exportation mondiales, à la hausse des recouvrements de coûts et des volumes de traitement des installations d'AltaGas situées à Montney, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, à la hausse des bénéfices tirés des capitaux propres de MVP, étant donné que la comptabilisation des bénéfices tirés des activités de MVP, qui ont commencé en juin 2024, a été plus élevée que la PFUPC et les bénéfices comptabilisés au deuxième trimestre de 2024, et à la hausse des bénéfices des installations d'extraction en raison de la hausse des volumes. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la baisse des produits tirés de l'électricité imputable surtout à la baisse des prix de l'électricité.

Le secteur Intermédiaire a inscrit un bénéfice avant impôts sur les bénéfices de 263 millions de dollars au deuxième trimestre de 2025, comparativement à 46 millions de dollars au trimestre correspondant de 2024. L'augmentation est principalement attribuable aux gains latents sur les contrats de gestion du risque par rapport aux pertes latentes sur les contrats de gestion du risque au trimestre correspondant de 2024 ainsi qu'aux facteurs mentionnés précédemment qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé.

Six mois clos les 30 juin

Le secteur Intermédiaire a inscrit un BAIIA normalisé de 412 millions de dollars au premier semestre de 2025, contre 422 millions de dollars pour le semestre correspondant de 2024. La diminution du BAIIA normalisé est principalement attribuable à l'apport moins important des activités d'exportation mondiales au premier trimestre de 2025 en raison de la hausse des charges d'exploitation et d'administration et de la baisse des frais d'exploitation des terminaux, contrebalancées en partie par des volumes plus élevés. Le secteur Intermédiaire a également subi l'incidence négative de la hausse de l'ensemble des charges d'exploitation et d'administration, de

la baisse des produits tirés de l'électricité attribuable surtout à la baisse des prix de l'électricité et de l'absence de gain sur le règlement d'une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations comptabilisé au premier trimestre de 2024. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la hausse des recouvrements de coûts et des volumes des installations dans le nord-est de la Colombie-Britannique, par l'apport plus important des activités de fractionnement et de traitement des liquides, ainsi que par la hausse des bénéfices aux installations d'extraction, attribuable à l'augmentation du différentiel de fractionnement réalisé.

Le secteur Intermédiaire a inscrit un bénéfice avant impôts sur les bénéfices de 467 millions de dollars au premier semestre de 2025, comparativement à 342 millions de dollars pour la période correspondante de 2024. L'augmentation est principalement attribuable aux gains latents sur les contrats de gestion du risque par rapport aux pertes latentes sur les contrats de gestion du risque pour la période correspondante de 2024, en partie contrebalancés par les facteurs mentionnés précédemment qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé et la hausse de la charge d'amortissement.

Couvertures du secteur Intermédiaire

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2025	2024	2025	2024
Volumes exposés aux différentiels de fractionnement (b/j)	10 953	10 022	11 183	10 631
Volumes de LGN couverts (b/j)	8 091	8 406	8 577	8 248
Volumes exposés aux différentiels de fractionnement couverts (%)	74 %	84 %	77 %	78 %
Prix moyen des volumes de LGN couverts (\$/b) ¹	37	36	38	36
Écart moyen du prix entre le FEI et North American NGL pour les volumes couverts (\$ US/b)	17	17	16	18

1) Compte non tenu des écarts de base.

SIÈGE SOCIAL/AUTRES

Trois mois clos les 30 juin

Pour le secteur Siège social/autres, le BAIIA normalisé du deuxième trimestre de 2025 correspondait à une perte de 7 millions de dollars, comparativement à une perte de 2 millions de dollars pour la période correspondante de 2024. La perte plus élevée s'explique principalement par la hausse des charges liées aux régimes incitatifs des employés, ainsi que par l'incidence de la hausse du cours de l'action d'AltaGas.

Le secteur Siège social/autres a inscrit une perte avant impôts sur les bénéfices de 132 millions de dollars au deuxième trimestre de 2025, comparativement à 123 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2024. La perte plus élevée s'explique surtout par les facteurs mentionnés précédemment ayant eu une incidence sur le BAIIA normalisé, la hausse des intérêts débiteurs et les pertes de change par rapport aux gains de change pour le trimestre correspondant de 2024, en partie contrebalancés par la baisse des coûts de transition et de restructuration.

Six mois clos les 30 juin

Pour le secteur Siège social/autres, le BAIIA normalisé du premier semestre de 2025 correspondait à une perte de 16 millions de dollars, comparativement à une perte de 26 millions de dollars pour la période correspondante de 2024. La perte moins élevée s'explique surtout par la hausse des apports de Blythe, attribuable à l'absence de temps d'arrêt planifié au premier trimestre de 2024.

Le secteur Siège social/autres a inscrit une perte avant impôts sur les bénéfices de 269 millions de dollars au premier semestre de 2025, comparativement à 264 millions de dollars pour le semestre correspondant de 2024. La perte plus élevée s'explique par la hausse des intérêts débiteurs et les pertes de change par rapport aux gains de change au premier semestre de 2024, le tout en partie contrebalancé par les facteurs mentionnés précédemment ayant eu une incidence sur le BAIIA normalisé, la baisse des coûts de transition et de restructuration et la baisse des coûts des transactions liées aux acquisitions et aux cessions.

CAPITAL INVESTI NET

Le capital investi et le capital investi net sont des mesures financières non conformes aux PCGR. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour en savoir davantage.

Trois mois clos le 30 juin 2025				
(en millions de dollars)	Secteur Services publics	Secteur Intermédiaire	Siège social/ autres	Total
Capital investi :				
Immobilisations corporelles	160 \$	161 \$	3 \$	324 \$
Actifs incorporels	—	1	3	4
Placements à long terme	—	2	—	2
Capital investi et capital investi net	160 \$	164 \$	6 \$	330 \$

Trois mois clos le 30 juin 2024				
(en millions de dollars)	Secteur Services publics	Secteur Intermédiaire	Siège social/ autres	Total
Capital investi :				
Immobilisations corporelles	178 \$	125 \$	2 \$	305 \$
Actifs incorporels	—	1	—	1
Placements à long terme	—	1	—	1
Capital investi	178 \$	127 \$	2 \$	307 \$
Cessions :				
Cessions d'actifs	—	—	(1)	(1)
Capital investi net	178 \$	127 \$	1 \$	306 \$

Pour le deuxième trimestre de 2025, le capital investi d'AltaGas s'élevait à 330 millions de dollars, comparativement à 307 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2024. L'augmentation du capital investi s'explique surtout par l'augmentation des acquisitions d'immobilisations corporelles liée à la hausse des dépenses en capital de croissance dans le secteur Intermédiaire en lien principalement avec REEF. Les dépenses en capital engagées au deuxième trimestre de 2025 comprenaient également les investissements à Ferndale et dans le projet de réduction de la teneur en méthanol de RIPET, ainsi que la hausse des intérêts capitalisés, le tout en partie contrebalancé par la baisse des dépenses liées à la phase II de Pipestone. Dans le secteur Services publics, la baisse des dépenses en capital est principalement attribuable à la baisse des dépenses d'amélioration du réseau et à l'ajout de nouveaux clients, en partie contrebalancée par la hausse des dépenses consacrées aux programmes de remplacement accéléré des conduites de Washington Gas.

Le capital investi au deuxième trimestre de 2025 a compris des dépenses liées à l'entretien de 24 millions de dollars (19 millions de dollars en 2024) dans le secteur Intermédiaire et des dépenses de néant (1 million de

dollars en 2024) liées à Blythe dans le secteur Siège social/autres. L'augmentation des dépenses liées à l'entretien dans le secteur Intermédiaire au deuxième trimestre de 2025 s'explique surtout par la hausse des dépenses liées à l'entretien planifié à RIPET et dans plusieurs installations dans le nord-est de la Colombie-Britannique, en partie contrebalancée par la baisse des dépenses liées à l'entretien à Harmattan et à Pipestone I.

Pour le deuxième trimestre de 2025, les flux de trésorerie tirés des activités d'investissement d'AltaGas se sont traduits par une sortie de trésorerie de 357 millions de dollars, comparativement à une sortie de trésorerie de 305 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2024. Se reporter aux rubriques « Mesures financières non conformes aux PCGR » et « Liquidités » du présent rapport de gestion pour en savoir davantage sur les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement d'AltaGas.

Six mois clos le 30 juin 2025				
(en millions de dollars)	Secteur Services publics	Secteur Intermédiaire	Siège social/ autres	Total
Capital investi :				
Immobilisations corporelles	287 \$	273 \$	12 \$	572 \$
Actifs incorporels	—	1	6	7
Placements à long terme	—	3	—	3
Capital investi et capital investi net	287 \$	277 \$	18 \$	582 \$

Six mois clos les 30 juin 2024				
(en millions de dollars)	Secteur Services publics	Secteur Intermédiaire	Siège social/ autres	Total
Capital investi :				
Immobilisations corporelles	357 \$	169 \$	33 \$	559 \$
Actifs incorporels	—	2	—	2
Placements à long terme	—	1	—	1
Capital investi	357 \$	172 \$	33 \$	562 \$
Cessions :				
Cessions d'actifs	—	(1)	(1)	(2)
Capital investi net	357 \$	171 \$	32 \$	560 \$

Pour le premier semestre de 2025, le capital investi d'AltaGas s'élevait à 582 millions de dollars, comparativement à 562 millions de dollars pour le semestre correspondant de 2024. La hausse du capital investi s'explique surtout par l'augmentation des acquisitions d'immobilisations corporelles liée à la hausse des dépenses en capital de croissance dans le secteur Intermédiaire en lien principalement avec le REEF. Les dépenses en capital engagées au premier semestre de 2025 comprenaient également des investissements à Ferndale et dans le projet de réduction de la teneur en méthanol de RIPET, ainsi que la hausse des intérêts capitalisés, le tout en partie contrebalancé par la baisse des dépenses en capital liées à la phase II de Pipestone. Dans le secteur Services publics, la baisse des dépenses en capital est principalement attribuable à la baisse des dépenses de Washington Gas liées à l'amélioration du réseau, aux programmes accélérés de remplacement des conduites et à l'ajout de nouveaux clients. Dans le secteur Siège social/autres, la baisse des dépenses en capital s'explique surtout par la baisse des dépenses en immobilisations planifiées, en partie contrebalancée par les dépenses liées au déménagement des bureaux de Calgary.

Le capital investi au premier semestre de 2025 comprend des dépenses liées à l'entretien de 28 millions de dollars (26 millions de dollars en 2024) dans le secteur Intermédiaire et de 1 million de dollars (32 millions de dollars en 2024) pour Blythe dans le secteur Siège social/autres. L'augmentation des dépenses liées à l'entretien

dans le secteur Intermédiaire au premier semestre de 2025 est principalement attribuable à la hausse des dépenses liées aux temps d'arrêt planifiés à RIPET et dans plusieurs installations dans le nord-est de la Colombie-Britannique, en partie contrebalancée par une baisse des dépenses liées à l'entretien à Harmattan et à Pipestone I. La baisse des dépenses liées à l'entretien dans le secteur Siège social/autres est attribuable à l'absence de temps d'arrêt planifié à Blythe au premier trimestre de 2024.

Pour le premier semestre de 2025, les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement d'AltaGas se sont traduits par une sortie de trésorerie de 709 millions de dollars, comparativement à 580 millions de dollars pour le premier semestre de 2024. Se reporter aux rubriques « Mesures financières non conformes aux PCGR » et « Liquidités » du présent rapport de gestion pour en savoir davantage sur les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement d'AltaGas.

LIQUIDITÉS

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

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

AltaGas entend financer ses obligations par les flux de trésorerie générés en interne, les ventes d'actifs et les emprunts aux termes des facilités de crédit actuellement consenties dans le cours normal des activités.

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
<i>(en millions de dollars)</i>	2025	2024	2025	2024
Flux de trésorerie d'exploitation	365 \$	452 \$	992 \$	1 009 \$
Activités d'investissement	(357)	(305)	(709)	(580)
Activités de financement	114	(202)	(50)	(479)
Augmentation (diminution) de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et des liquidités soumises à restrictions	122 \$	(55) \$	233 \$	(50) \$

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie d'exploitation ont diminué de 17 millions de dollars pour les six mois clos le 30 juin 2025, comparativement au semestre correspondant de 2024, en raison principalement des écarts défavorables de la variation nette des actifs et passifs d'exploitation, en partie contrebalancés par la hausse du bénéfice net après impôts (après ajustement des éléments sans effet de trésorerie) et de la hausse des distributions de placements comptabilisés à la valeur de consolidation. La majeure partie des écarts de la variation nette des actifs et passifs d'exploitation découle de la baisse des entrées de trésorerie liées aux débiteurs et de la hausse des sorties de trésorerie liées aux créditeurs en raison des fluctuations des prix des produits de base et de l'incidence des conditions météorologiques, le tout en partie contrebalancé par la hausse des entrées de trésorerie liées aux charges payées d'avance et aux autres actifs à court terme en raison de l'augmentation des garanties de trésorerie reçues des contreparties en raison de la hausse des prix des produits de base au cours de la période.

Fonds de roulement

<i>(en millions de dollars, sauf le ratio du fonds de roulement)</i>	30 juin 2025	31 décembre 2024
Actif à court terme	2 489 \$	2 819 \$
Passif à court terme	2 584	3 500
Déficit du fonds de roulement	(95) \$	(681) \$
Ratio du fonds de roulement ¹	0,96	0,81

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

L'augmentation du ratio du fonds de roulement s'explique principalement par la diminution de la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, des créiteurs et charges à payer, des passifs de gestion du risque, des passifs réglementaires, d'autres passifs à court terme et des dépôts des clients, ainsi que par l'augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, et des actifs de gestion du risque, le tout en partie contrebalancé par la diminution des débiteurs, des stocks, des charges payées d'avance et d'autres actifs à court terme, et des actifs réglementaires. Dans le cours normal des activités, le fonds de roulement d'AltaGas fera l'objet de fluctuations, et la Société prévoit continuer de respecter ses obligations en matière de paiement à mesure qu'elles deviennent exigibles.

Activités d'investissement

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour les six mois clos le 30 juin 2025 ont été de 709 millions de dollars, comparativement à 580 millions de dollars pour la période correspondante de 2024. Les activités d'investissement pour les six mois clos le 30 juin 2025 comprennent des dépenses d'environ 707 millions de dollars pour des immobilisations corporelles et des actifs incorporels, ainsi que des apports d'environ 2 millions de dollars liés à des placements comptabilisés à la valeur de consolidation. Les activités d'investissement pour les six mois clos le 30 juin 2024 comprennent des dépenses d'environ 581 millions de dollars pour des immobilisations corporelles et des actifs incorporels et des apports d'environ 1 million de dollars liés à des placements comptabilisés à la valeur de consolidation, le tout en partie contrebalancé par un produit d'environ 2 millions de dollars lié à la cession d'actifs.

Activités de financement

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement pour les six mois clos le 30 juin 2025 ont été de 50 millions de dollars, contre 479 millions de dollars pour la période correspondante de 2024. Pour les six mois clos le 30 juin 2025, les activités de financement ont principalement compris un remboursement sur la dette à long terme et des obligations locatives liées aux contrats de location-financement d'environ 815 millions de dollars, des dividendes d'environ 199 millions de dollars, des distributions aux participations ne donnant pas le contrôle d'environ 9 millions de dollars, le tout en partie contrebalancé par des emprunts nets aux termes des facilités de crédit d'environ 645 millions de dollars, par des apports des participations ne donnant pas le contrôle d'environ 168 millions de dollars, et par des émissions de dette à long terme (déduction faite des frais d'émission de la dette) d'environ 136 millions de dollars et par un produit net d'environ 24 millions de dollars tiré d'actions ordinaires émises à l'exercice d'options attribuées dans le cadre du régime d'options sur actions (les « options sur actions ») d'AltaGas. Pour les six mois clos le 30 juin 2024, les activités de financement ont principalement compris un remboursement sur la dette à long terme et des obligations locatives liées aux contrats de location-financement d'environ 1,0 milliard de dollars, des remboursements nets de 318 millions de dollars aux termes des facilités de crédit, des dividendes d'environ 184 millions de dollars, un remboursement de 9 millions de dollars lié au règlement d'instruments dérivés et des distributions aux participations ne donnant pas le contrôle d'environ 9 millions de dollars, le tout contrebalancé en partie par l'émission de dette à long terme (déduction faite des frais d'émission) d'environ 1,0 milliard de dollars, un produit net d'environ 41 millions de dollars tiré d'actions ordinaires émises à l'exercice d'options sur actions et un apport de participations ne donnant pas le contrôle d'environ 17 millions de dollars.

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), les obligations locatives liées aux contrats de location-financement (y compris la tranche échéant à moins d'un an), et les billets hybrides subordonnés, moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie.

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

Au 30 juin 2025, le total de la dette d'AltaGas se composait principalement de l'encours des billets à moyen terme de 2,9 milliards de dollars (3,7 milliards de dollars au 31 décembre 2024), des billets à moyen terme et des billets de placement privé de WGL et de Washington Gas de 3,3 milliards de dollars (3,4 milliards de dollars au 31 décembre 2024), reflétant les ajustements à la juste valeur à l'acquisition, des obligations hypothécaires de premier rang de SEMCO de 405 millions de dollars (427 millions de dollars au 31 décembre 2024), des billets hybrides subordonnés de 2,0 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2024), un montant de 1 milliard de dollars prélevé sur les facilités de crédit (104 millions de dollars au 31 décembre 2024) et du papier commercial en circulation totalisant 12 millions de dollars pour WGL et Washington Gas (263 millions de dollars au 31 décembre 2024). En outre, AltaGas avait des lettres de crédit en cours totalisant 195 millions de dollars (251 millions de dollars au 31 décembre 2024).

Au 30 juin 2025, le total de la capitalisation boursière d'AltaGas s'établissait à environ 12 milliards de dollars, soit environ 299 millions d'actions ordinaires en circulation à un cours de clôture de 39,53 \$ par action ordinaire.

Le multiple de couverture des intérêts par le bénéfice d'AltaGas pour les douze mois clos le 30 juin 2025 était de 2,8 fois (2,3 fois pour les douze mois clos le 30 juin 2024).

Facilités de crédit (en millions de dollars)	Capacité d'emprunt	Montant utilisé au 30 juin 2025	Montant utilisé au 31 décembre 2024
Facilités de crédit à vue d'AltaGas ^{1, 2}	70 \$	45 \$	— \$
Facilités de crédit renouvelables d'AltaGas ^{1, 2}	2 300	990	—
Facilités de crédit de 150 millions de dollars américains de SEMCO Energy ^{1, 2}	205	5	104
Facilité de crédit renouvelable de 300 millions de dollars américains de WGL ^{1, 2, 3}	409	12	109
Facilité de crédit renouvelable de 450 millions de dollars américains de Washington Gas ^{1, 2, 3}	614	—	154
	3 598 \$	1 052 \$	367 \$

1) Montant prélevé au 30 juin 2025 converti au taux en vigueur à la fin du mois, soit 1 dollar américain = 1,3643 dollar canadien (1 dollar américain = 1,4389 dollar canadien au 31 décembre 2024).

2) La totalité de la capacité d'emprunt en dollars américains a été convertie au taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain au 30 juin 2025.

3) Les montants prélevés comprennent du papier commercial garanti par des facilités de crédit à long terme. Sous réserve de l'approbation des banques, WGL et Washington Gas peuvent demander, respectivement, jusqu'à 100 millions de dollars américains et 150 millions de dollars américains d'emprunts supplémentaires sur leurs facilités de crédit respectives, pour un total de respectivement 400 millions de dollars américains et 600 millions de dollars américains.

Outre les facilités susmentionnées, AltaGas a des facilités de lettres de crédit à vue de 439 millions de dollars (463 millions de dollars au 31 décembre 2024). Au 30 juin 2025, des lettres de crédit de 195 millions de dollars (251 millions de dollars au 31 décembre 2024) avaient été émises aux termes de ces facilités et un montant de moins de 1 million de dollars (moins de 1 million de dollars au 31 décembre 2024) avait été émis aux termes des facilités de crédit renouvelables de la Société.

WGL et Washington Gas ont recours à la dette à court terme sous forme de papier commercial ou d'emprunt bancaire à court terme non garanti pour financer les besoins saisonniers de liquidités. Les facilités de crédit renouvelables confirmées sont maintenues à un montant égal ou supérieur à la position en papier commercial maximale attendue.

Les facilités d'emprunt sont assorties de clauses restrictives habituelles pour ces types de facilités qui doivent être respectées à la fin de chaque trimestre. AltaGas et ses filiales ont respecté l'ensemble des clauses restrictives financières chaque trimestre depuis la mise en place des facilités. AltaGas et ses filiales respectaient également les exigences liées à l'acte de fiducie de ses billets à moyen terme au 30 juin 2025 et au 31 décembre 2024.

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

Ratios	Exigences des clauses restrictives	Au 30 juin 2025
Ratio dette bancaire/structure du capital ^{1, 2}	pas plus de 65 %	moins de 42 %
Ratio BAIIA bancaire/charge d'intérêts ^{1, 2}	pas moins de 2,5x	plus de 5,0x
Ratio dette bancaire/structure du capital (SEMCO Energy) ^{2, 3}	pas plus de 60 %	moins de 38 %
Ratio BAIIA bancaire/charge d'intérêts (SEMCO Energy) ^{2, 3}	pas moins de 2,25x	Plus de 8,0x
Ratio dette bancaire/structure du capital (WGL) ^{2, 4}	pas plus de 65 %	moins de 48 %
Ratio dette bancaire/structure du capital (Washington Gas) ^{2, 4}	pas plus de 65 %	moins de 47 %

1) Calculé d'après la convention de facilité de crédit de 2,3 milliards de dollars de la Société, qui se trouve sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca. Les clauses restrictives sont équivalentes et applicables à toutes les facilités de crédit consenties à la Société.

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

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

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

Le 12 mars 2025, un prospectus simplifié préalable de base visant le placement futur auprès du public de titres de créance ou de capitaux propres a été déposé pour remplacer le prospectus simplifié préalable de base daté du 31 mars 2023. Ainsi, AltaGas a accès aux marchés financiers canadiens en temps opportun au cours de la période de 25 mois de validité du prospectus simplifié préalable de base.

OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Dans le cours normal de ses activités, AltaGas effectue des transactions avec ses filiales, ses sociétés satellites et ses coentreprises. La nature des transactions avec des parties liées décrites à la note 29 des états financiers consolidés annuels de 2024 n'a pas changé de façon significative.

Filiales

Les entreprises d'AltaGas sont exploitées par la Société et plusieurs de ses filiales, y compris, sans s'y limiter, AltaGas Services (U.S.) Inc., AltaGas Utility Holdings (U.S.) Inc., WGL Holdings Inc., Wrangler 1 LLC, Wrangler SPE LLC, Washington Gas Resources Corp., WGL Energy Services, Inc. et SEMCO Holding Corporation; pour ce qui est du secteur Services publics, Washington Gas Light Company, Hampshire Gas Company et SEMCO Energy, Inc.; pour ce qui est du secteur Intermédiaire, AltaGas Extraction and Transmission Limited Partnership, AltaGas Pipeline Partnership, AltaGas Northwest Processing Limited Partnership, Harmattan Gas Processing Limited Partnership, Ridley Island LPG Export Limited Partnership, AltaGas LPG Limited Partnership, Petrogas Energy Partnership et Petrogas, Inc.; et pour ce qui est du secteur Siège social/autres, la filiale principale est AltaGas Power Holdings (U.S.) Inc. SEMCO Energy, Inc. exerce ses activités de distribution de gaz naturel au Michigan, sous la dénomination SEMCO Energy Gas Company.

GESTION DES RISQUES

AltaGas est soumise à divers risques qui pourraient avoir une incidence importante sur ses résultats financiers et ses activités. Les actionnaires et les investisseurs éventuels doivent examiner attentivement les facteurs de risque décrits par la Société avant d'investir dans ses titres, car chacun de ces risques pourrait avoir une incidence négative sur le cours des titres de la Société, le montant des dividendes versés aux actionnaires et la capacité de la Société à s'acquitter de ses obligations au titre de la dette, y compris les obligations aux termes de ses billets en circulation et de tout autre titre de créance pouvant être émis de temps à autre par la Société. Se reporter à la notice annuelle 2024 d'AltaGas, disponible sur le site de SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca, pour une analyse des risques et des tendances pouvant avoir une incidence importante sur la performance de la Société.

Contrats de 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, des taux de change et des taux d'intérêt, et pour optimiser certains actifs de gaz naturel qu'elle détient et gère. Ces contrats n'éliminent pas l'exposition d'AltaGas aux risques associés aux fluctuations des prix des produits de base, des taux de change ou des taux d'intérêt. Le conseil d'administration d'AltaGas a élaboré une politique de gestion du risque pour la Société qui constitue le cadre de contrôle de la gestion du risque d'AltaGas. Les instruments dérivés sont régis par cette politique et y sont assujettis. Au 30 juin 2025 et au 31 décembre 2024, la juste valeur des dérivés de la Société était comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	30 juin 2025	31 décembre 2024
Gaz naturel	(48) \$	(30) \$
Exportations énergétiques	45	(27)
Différentiel de fractionnement de LGN	1	(4)
Électricité	(27)	(63)
Pétrole brut et LGN	2	(5)
Change	(37)	(93)
Passif dérivé net	(64) \$	(222) \$

AltaGas s'efforce de réduire continuellement et systématiquement les risques de l'entreprise afin d'obtenir des rendements prévisibles et durables et de maximiser la valeur à long terme pour les parties prenantes. Pour le secteur Intermédiaire, cela consiste à s'efforcer de faire correspondre les couvertures financières avec les

volumes physiques et, pour le secteur Services publics, à acheter du gaz tout au long de l'année pour aider à protéger les clients contre les hausses de coûts importantes pendant les périodes de pointe de l'hiver. AltaGas peut aussi conclure des contrats de dérivés de change et des swaps de devises pour gérer le risque associé aux variations des taux de change.

Contrats sur les prix des produits de base

Le différentiel de fractionnement de LGN moyen indicatif au comptant pour les six mois clos le 30 juin 2025 a été d'environ 28 \$/b (27 \$/b en 2024), y compris les écarts de base. Le différentiel de fractionnement de LGN moyen réalisé par AltaGas (fondé sur le prix au comptant moyen et les prix couverts réalisés, y compris les écarts de base) pour les six mois clos le 30 juin 2025 a été d'environ 26 \$/b, y compris les écarts de base (25 \$/b en 2024).

AltaGas continue de se consacrer à atténuer les risques associés à ses activités et à gérer son exposition aux fluctuations des prix des produits de base afin d'obtenir des résultats prévisibles et durables. Malgré les risques inhérents auxquels elle est exposée, la Société maintient un programme de couverture dynamique qui lui permet de couvrir de façon proactive le risque lié aux prix des produits de base et le risque lié aux différentiels de fractionnement afin d'atténuer l'incidence des fluctuations de ses marges et de ses flux de trésorerie. Pour le reste de 2025, AltaGas a couvert :

- Environ 98 % de ses volumes d'exportation restants à l'échelle mondiale prévus en 2025, lesquels sont tarifés et couverts financièrement au prix de couverture moyen de l'écart entre le FEI et North American NGL d'environ 18 \$ US/b pour les volumes de propane et de butane non tarifés.
- Environ 84 % de ses volumes exposés aux différentiels de fractionnement prévus pour 2025 à hauteur d'environ 26 \$ US/b, compte non tenu des frais de transport.
- La quasi-totalité du risque prévu lié au fret d'AltaGas dans la mer Baltique est couverte au moyen de contrats d'affrètement à temps, de couvertures financières et de volumes tarifés en 2025.

Contrats de change à terme

Les contrats de change à terme suivants étaient en cours au 30 juin 2025 :

	Durée	Juste valeur (en millions de dollars)
Contrats de change à terme		
Ventes – contrats de change à terme (non livrables) (\$ US)	Moins de 1 an	10 \$
Ventes – contrats de change à terme (non livrables) (\$ US)	De 1 à 5 ans	3 \$
Option de contrat de change	De 1 à 2 ans	(2) \$
Tunnel de change	Moins de 1 an	2 \$
Swaps de devises		
Swaps de devises à taux fixe-fixe	10 ans	(50) \$

Les contrats de change à terme suivants étaient en cours au 31 décembre 2024 :

	Durée	Juste valeur (en millions de dollars)
Contrats de change à terme		
Ventes – contrats de change à terme (non livrables) (\$ US)	Moins de 1 an	(50) \$
Ventes – contrats de change à terme (non livrables) (\$ US)	De 1 à 3 ans	(27) \$
Swaps de devises		
Swaps de devises à taux fixe-fixe	10 ans	(16) \$

Le tableau suivant présente un sommaire des gains (pertes) sur les contrats de change comptabilisés dans le bénéfice net :

	Trois mois clos le 30 juin 2025	Trois mois clos le 30 juin 2024	Six mois clos le 30 juin 2025	Six mois clos le 30 juin 2024
Objectif des contrats de change	Gains	Pertes	Gains	Pertes
Gestion de la trésorerie ¹	— \$	— \$	— \$	(2) \$
Gestion du risque lié à l'état des résultats ²	74 \$	(8) \$	68 \$	(21) \$

1) Comptabilisés dans les états des résultats consolidés au poste « Gains (pertes) de change ».

2) Comptabilisés dans les états des résultats consolidés au poste « Produits ».

Pour les trois et six mois clos le 30 juin 2025, des pertes après impôts d'environ, respectivement, 51 millions de dollars et 34 millions de dollars (néant en 2024) liées aux swaps de devises ont été comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

Incidence des instruments dérivés sur les états des résultats consolidés

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
<i>(en millions de dollars)</i>	2025	2024	2025	2024
Gaz naturel	(4) \$	23 \$	(2) \$	51 \$
Exportations énergétiques	53	(105)	94	(5)
Pétrole brut et LGN	4	(3)	9	(1)
Différentiel de fractionnement de LGN	6	(1)	5	(13)
Électricité	1	1	20	18
Change	71	(5)	90	(23)
	131 \$	(90) \$	216 \$	27 \$

Pour plus de précisions sur les activités de gestion du risque d'AltaGas, se reporter à la note 22 des états financiers consolidés annuels de 2024 et à la note 12 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 juin 2025 et pour les trois et six mois clos à cette date.

DIVIDENDES

AltaGas déclare et verse un dividende trimestriel sur ses actions ordinaires. Les dividendes sur les actions privilégiées sont également versés sur une base trimestrielle. Le versement de dividendes relève de la discrétion du conseil d'administration qui passe régulièrement en revue les 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.

Les tableaux suivants résument l'historique des dividendes déclarés par AltaGas au 30 juin 2025 :

Dividendes sur actions ordinaires

Exercices clos les 31 décembre		
<i>(en dollars par action ordinaire)</i>	2025	2024
Premier trimestre	0,315000 \$	0,297500 \$
Deuxième trimestre	0,315000	0,297500
Troisième trimestre	—	0,297500
Quatrième trimestre	—	0,297500
Total	0,630000 \$	1,190000 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série A

Exercices clos les 31 décembre		
<i>(en dollars par action privilégiée)</i>	2025	2024
Premier trimestre	0,191250 \$	0,191250 \$
Deuxième trimestre	0,191250	0,191250
Troisième trimestre	—	0,191250
Quatrième trimestre	—	0,191250
Total	0,382500 \$	0,765000 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série B

Exercices clos les 31 décembre		
<i>(en dollars par action privilégiée)</i>	2025	2024
Premier trimestre	0,378550 \$	0,478740 \$
Deuxième trimestre	0,342680	0,474950
Troisième trimestre	—	0,473320
Quatrième trimestre	—	0,431410
Total	0,721230 \$	1,858420 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série G

Exercices clos les 31 décembre		
<i>(en dollars par action privilégiée)</i>	2025	2024
Premier trimestre	0,376063 \$	0,265125 \$
Deuxième trimestre	0,376063	0,265125
Troisième trimestre	—	0,265125
Quatrième trimestre	—	0,376063
Total	0,752126 \$	1,171438 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série H1

Exercices clos les 31 décembre

(en dollars par action privilégiée)

	2025	2024
Premier trimestre	— \$	0,503610 \$
Deuxième trimestre	—	0,499820
Troisième trimestre	—	0,498460
Quatrième trimestre	—	—
Total	— \$	1,501890 \$

1) Le 30 septembre 2024, AltaGas a converti la totalité de ses actions privilégiées de série H en circulation en actions privilégiées de série G.

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. Les principales conventions comptables d'AltaGas sont demeurées inchangées et figurent dans les notes afférentes aux états financiers consolidés annuels de 2024. Certaines de ces méthodes portent sur des estimations comptables critiques du fait de l'exigence voulant que des jugements particulièrement subjectifs ou complexes soient posés à l'égard de questions qui sont intrinsèquement incertaines, et en raison de la probabilité que des montants sensiblement différents puissent être constatés dans des conditions différentes ou selon des hypothèses différentes. Pour une analyse complète des estimations et jugements comptables critiques d'AltaGas, se reporter à la note 2 des états financiers consolidés annuels de 2024. Aucun changement important n'a été apporté aux estimations et jugements critiques d'AltaGas au cours des six mois clos le 30 juin 2025.

Pour plus de renseignements sur l'adoption de nouvelles normes comptables et les modifications futures de méthodes comptables, se reporter à la note 2 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 juin 2025 et pour les six mois clos à cette date.

ARRANGEMENTS HORS BILAN

AltaGas n'a pas conclu d'arrangements hors bilan importants au cours des six mois clos le 30 juin 2025. Pour plus de renseignements sur les arrangements hors bilan, se reporter aux états financiers consolidés audités et au rapport de gestion au 31 décembre 2024 et pour l'exercice clos à cette date.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

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

La direction, y compris le chef de la direction et le chef des finances, a conçu, ou fait concevoir sous sa supervision, des CPCI et un CIIF pour fournir une assurance raisonnable que l'information devant être communiquée par AltaGas dans ses rapports annuels, intermédiaires et dans les autres rapports déposés ou présentés en vertu des lois sur les valeurs mobilières est portée à son attention, qu'elle est présentée en temps

opportun, que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de publication conformément aux PCGR des États-Unis.

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

La direction a conçu le CIIF actuel pour pouvoir présenter les informations connexes consolidées de façon exhaustive et exacte. Au cours de la période couverte par le présent rapport de gestion, 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 ou ses CPI.

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.

INFORMATIONS SUR LES ACTIONS

Au 25 juillet 2025

Émises et en circulation

Actions ordinaires	299 191 896
Actions privilégiées	
Série A	6 746 679
Série B	1 253 321
Série G	8 000 000

Émises

Options sur actions	1 258 132
Options sur actions exerçables	1 258 132

SOMMAIRE DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS DES HUIT DERNIERS TRIMESTRES¹

<i>(en millions de dollars)</i>	T2-25	T1-25	T4-24	T3-24	T2-24	T1-24	T4-23	T3-23
Total des produits	2 844	3 969	3 259	2 759	2 775	3 655	3 288	3 030
BAIIA normalisé	342	689	520	294	295	660	502	252
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires	175	392	203	9	(42)	408	113	(50)
<i>(en dollars par action)</i>	T2-25	T1-25	T4-24	T3-24	T2-24	T1-24	T4-23	T3-23
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire								
De base	0,59	1,31	0,68	0,03	(0,14)	1,38	0,40	(0,18)
Dilué	0,58	1,31	0,68	0,03	(0,14)	1,37	0,40	(0,18)
Dividendes déclarés	0,32	0,32	0,30	0,30	0,30	0,30	0,28	0,28

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

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

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

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

- L'incidence de l'acquisition par AltaGas des actifs d'infrastructure de traitement et de stockage de gaz naturel dans le secteur de Pipestone de la formation Montney, en Alberta (l'« acquisition de Pipestone » ou les « actifs de Pipestone ») au quatrième trimestre de 2023.

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

- des coûts de transaction après impôts liés aux acquisitions et aux cessions d'environ 1 million de dollars, 9 millions de dollars et 12 millions de dollars engagés respectivement au premier semestre de 2025, en 2024 et au dernier semestre de 2023 du fait principalement de la vente d'actifs et de l'acquisition de Pipestone;
- des coûts de transition et de restructuration après impôts d'environ 10 millions de dollars, 52 millions de dollars et 12 millions de dollars engagés respectivement au premier semestre de 2025, en 2024 et au dernier semestre de 2023;
- la perte sur le rachat des actions privilégiées de série E au quatrième trimestre de 2023;
- le gain sur le règlement partiel des régimes complémentaires de retraite de WGL au troisième trimestre de 2024;
- le gain à la vente d'actifs lié au produit reçu d'un compte d'entiercement relativement à la vente de Meade au troisième trimestre de 2024;
- les provisions pour actifs comptabilisées au quatrième trimestre de 2024 liées à l'usine d'extraction d'éthane d'Edmonton (« EEEP ») et à certains équipements non opérationnels du secteur Siège social/autres.

AUTRES RENSEIGNEMENTS

DÉFINITIONS

b/j	baril par jour
Dth	par décatherme
GJ	gigajoule
gpc	milliard de pieds cubes
GWh	gigawattheure
kb	millier de barils
mmpc	million de pieds cubes
mmpc/j	million de pieds cubes par jour
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure
US	dollar américain

À PROPOS D'ALTAGAS

AltaGas est une société d'infrastructure énergétique nord-américaine de premier plan qui relie les LGN et le gaz naturel aux marchés canadiens et mondiaux. La Société exerce des activités diversifiées, à faible risque et à forte croissance dans les secteurs Services publics et Intermédiaire, afin de dégager une valeur résiliente et durable pour ses parties prenantes.

Pour en savoir davantage, visitez www.altagas.ca ou communiquez avec :

Jon Morrison

Vice-président principal, Relations avec les investisseurs et développement commercial
Jon.Morrison@altagas.ca

Aaron Swanson

Vice-président, Relations avec les investisseurs
Aaron.Swanson@altagas.ca

Investisseurs

1 877 691-7199
investor.relations@altagas.ca

Médias

1 403 206-2841
media.relations@altagas.ca