

AltaGas Ltd.

Rapport de gestion

Pour les trois mois clos le 31 mars 2026

Date : 29 avril 2026

Aperçu des activités d'AltaGas et organisation

AltaGas Ltd. (« AltaGas » ou la « Société ») 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. Au premier trimestre de 2026, le secteur Services publics d'AltaGas a fourni de l'énergie à 1,6 million de clients résidentiels et commerciaux pour une base tarifaire moyenne de 5,6 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 1,2 million de clients en Virginie, au Maryland, et dans le District de Columbia (« D.C. »);
- SEMCO Energy, Inc. (« SEMCO Energy »), qui compte 334 000 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 D.C.

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 mondiales**, qui comprennent les deux terminaux d'exportation de GPL opérationnels d'AltaGas, qui offrent un accès au marché libre à environ 70 contreparties, pour une capacité d'exportation nominale pouvant atteindre 155 000 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 de 1,3 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 terminaux de camionnage et des terminaux ferroviaires, de même qu'une capacité de stockage souterrain de 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 marchés de la demande en aval 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 premier trimestre

(Le BAIIA normalisé, les liquidités provenant de l'exploitation normalisées, le bénéfice net normalisé et la dette nette ajustée sont des mesures financières non conformes aux PCGR. Les liquidités provenant de l'exploitation normalisées par action, le bénéfice net normalisé par action et la dette nette ajustée sur le BAIIA normalisé 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 BAIIA normalisé a atteint un sommet de 818 millions de dollars au premier trimestre de 2026, comparativement à 689 millions de dollars au premier trimestre de 2025, tandis que le bénéfice avant impôts sur les bénéfices s'est établi à 207 millions de dollars au premier trimestre de 2026, en baisse par rapport à 513 millions de dollars au premier trimestre de 2025, principalement en raison de l'incidence des profits et pertes de couverture latents.
- La croissance du BAIIA normalisé est attribuable à la hausse des volumes et des marges d'exportation à l'échelle mondiale ainsi qu'à la solidité des marges de traitement et de manutention des liquides, aux nouveaux tarifs des Services publics dans le D.C. et en Virginie, à la forte optimisation des actifs et au règlement partiel d'un passif au titre des régimes de retraite.
- Le bénéfice par action normalisé s'est établi à 1,33 \$ au premier trimestre de 2026, comparativement à 1,15 \$ au premier trimestre de 2025, tandis que le bénéfice par action conforme aux PCGR s'est établi à 0,47 \$ au premier trimestre de 2026, par rapport à 1,31 \$ au premier trimestre de 2025.

Faits saillants opérationnels

- AltaGas a exporté en Asie un volume de 124 917 b/j de GPL, en hausse de 5 % d'un exercice à l'autre. Au premier trimestre, la Société a effectué des livraisons à une clientèle diversifiée en Asie au moyen de 20 très grands navires gaziers.
- À la mi-avril, la Société a pris livraison d'un nouveau très grand navire gazier, l'Aurora Guardian, aux termes d'un contrat pour affrètement à temps. Cet ajout porte la composante sous contrat à long terme de la flotte d'AltaGas à trois navires, avec un quatrième navire qui sera livré plus tard en 2026.

Développement commercial et croissance

- Les travaux de construction pour le projet Ridley Island Energy Export Facility (« REEF ») de 56 000 b/j se poursuivent dans le respect du calendrier et du budget impartis, le projet étant maintenant achevé à environ 75 %. Le projet de construction Optimisation 1 du REEF respecte le calendrier et devrait accroître la capacité d'exportation de propane de 30 000 b/j au cours du deuxième semestre de 2027.
- Les phases I et II du projet d'agrandissement de Dimsdale respectent le budget et sont achevées à plus de 40 %. L'agrandissement permettra d'ajouter une capacité de stockage de gaz naturel de six gpc d'ici la fin 2026 et une capacité supplémentaire de 30 gpc d'ici le milieu de 2027.
- La construction du pipeline de raccordement Keweenaw a progressé comme prévu au cours du trimestre, des étapes clés préalables à la construction ayant été franchies. La mobilisation sur le chantier devrait débuter en mai 2026, et l'achèvement des travaux est prévu pour la fin de 2026.
- La Société a conclu une deuxième entente en aval du compteur pour l'aménagement de centres de données dans le secteur Services publics. La Société assurera une capacité de production d'énergie d'appoint alimentée au gaz pour un centre de données de 15 MW en Virginie. D'autres possibilités sont en voie d'avancement dans le territoire où AltaGas exerce ses activités.

Perspectives financières et bilan

- En 2026, AltaGas prévoit générer des résultats se situant dans l'extrémité supérieure de la fourchette des prévisions, tant pour le BAIIA normalisé que pour le bénéfice par action normalisé, auxquels s'ajoute la possibilité d'une hausse supplémentaire découlant de la vigueur soutenue du marché du GPL. De plus, AltaGas compte augmenter son programme 2026 de dépenses en immobilisations à 1,7 milliard de dollars afin de tenir compte des dépenses prévues pour le projet d'agrandissement de Dimsdale II en 2026.
- À la fin de du trimestre, la dette nette ajustée sur le BAIIA normalisé s'est établie à 4,4 x sur une période de base de douze mois continus, compte tenu des billets hybrides subordonnés et des actions privilégiées qui sont traités à 50 % comme étant de la dette. Ce résultat est en deçà de la limite inférieure de la fourchette cible de 4,5 x à 5,0 x d'AltaGas.
- Le 26 janvier 2026, AltaGas a conclu un emprunt à terme de cinq ans de 500 millions de dollars, dont le produit a été affecté aux besoins généraux de la Société.
- Le 28 avril 2026, SEMCO a conclu une convention d'achat d'obligations en vue d'émettre des obligations hypothécaires de premier rang d'une valeur de 186 millions de dollars américains, composées d'une tranche de 86 millions de dollars américains d'une durée de dix ans portant intérêt au taux nominal de 5,16 %, venant à échéance le 15 juillet 2036 et d'une tranche de 100 millions de dollars américains d'une durée de 30 ans portant intérêt au taux nominal de 5,87 %, venant à échéance le 15 septembre 2056. Les tranches d'une durée de 10 ans et de 30 ans devraient être émises respectivement le 15 juillet 2026 et le 15 septembre 2026. Le produit servira à financer la construction du pipeline de raccordement Keweenaw, d'autres dépenses en immobilisations et les besoins généraux de la Société.

Revue financière consolidée

	Trois mois clos les 31 mars	
<i>(en millions de dollars, sauf le taux d'imposition effectif)</i>	2026	2025
Produits	3 970	3 969
BAIIA normalisé ¹	818	689
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	207	513
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	147	392
Bénéfice net normalisé ¹	415	342
Total de l'actif	27 363	26 164
Total du passif à long terme	14 031	13 729
Capital investi ¹	288	252
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	451	352
Dividendes déclarés ²	105	94
Flux de trésorerie d'exploitation	574	627
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées ¹	651	551
Taux d'imposition effectif (%) ³	26,8	22,1

	Trois mois clos les 31 mars	
<i>(en dollars par action, sauf les actions en circulation)</i>	2026	2025
Bénéfice net par action ordinaire – de base	0,47	1,31
Bénéfice net par action ordinaire – dilué	0,47	1,31
Bénéfice net normalisé – de base ¹	1,33	1,15
Bénéfice net normalisé – dilué ¹	1,33	1,14
Dividendes déclarés ²	0,33	0,32
Flux de trésorerie d'exploitation	1,84	2,10
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées ¹	2,09	1,85
Actions en circulation – de base (en millions)		
Au cours de la période ⁴	311	298
À la fin de la période	311	299

- 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 : 0,315 \$ par action depuis le début de mars 2025, augmenté à 0,334 \$ par action à partir de mars 2026.
- 3) L'augmentation du taux d'imposition effectif pour les trois mois clos le 31 mars 2026 est principalement attribuable à une modification apportée à la répartition des bénéfices dans les territoires où AltaGas exerce ses activités.
- 4) Moyenne pondérée.

Résultats d'exploitation par secteur d'activité

BAIIA normalisé¹	Trois mois clos les 31 mars	
<i>(en millions de dollars)</i>	2026	2025
Secteur Services publics	555 \$	501 \$
Secteur Intermédiaire	273	197
Total partiel : secteurs d'exploitation	828 \$	698 \$
Secteur Siège social/autres	(10)	(9)
	818 \$	689 \$

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 31 mars	
<i>(en millions de dollars)</i>	2026	2025
Secteur Services publics	458 \$	446 \$
Secteur Intermédiaire	(111)	204
Total partiel : secteurs d'exploitation	347 \$	650 \$
Secteur Siège social/autres	(140)	(137)
	207 \$	513 \$

Produits	Trois mois clos les 31 mars	
<i>(en millions de dollars)</i>	2026	2025
Secteur Services publics	2 030 \$	1 870 \$
Secteur Intermédiaire	1 925	2 084
Total partiel : secteurs d'exploitation	3 955 \$	3 954 \$
Secteur Siège social/autres	15	15
	3 970 \$	3 969 \$

Trois mois clos les 31 mars

Le BAIIA normalisé au premier trimestre de 2026 s'est établi à 818 millions de dollars, comparativement à 689 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2025, en raison du solide rendement des secteurs Intermédiaire et Services publics.

Dans le secteur Services publics, la hausse du BAIIA normalisé est principalement attribuable au règlement partiel du régime d'avantages complémentaires de retraite de Washington Gas au premier trimestre de 2026, à l'incidence des demandes tarifaires de 2024 pour le D.C. et de 2025 pour la Virginie ainsi qu'à l'augmentation des activités d'optimisation des actifs à Washington Gas. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la diminution des apports des activités de commercialisation au détail de WGL et par la hausse 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'augmentation du BAIIA normalisé s'explique surtout par l'apport plus important des activités d'exportation à l'échelle mondiale, qui découle de la hausse des marges et des volumes visés par des ententes tarifaires, par l'apport plus important des activités de fractionnement et de traitement des liquides soutenu par une amélioration des marges ainsi que par les apports de l'installation Pipestone II, qui a été mise en service en décembre 2025. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la diminution des différentiels de fractionnement

d'extraction. 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, la légère baisse du BAIIA normalisé s'explique surtout par 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.

Le bénéfice avant impôts sur les bénéfices pour le premier trimestre de 2026 s'est établi à 207 millions de dollars, comparativement à 513 millions de dollars au trimestre correspondant de 2025. La diminution s'explique surtout par l'augmentation des pertes latentes sur les contrats de gestion du risque, la hausse de la charge d'amortissement et la hausse des intérêts débiteurs, le tout contrebalancé en partie par les facteurs mentionnés précédemment qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé et par la baisse des coûts de transition et de restructuration. Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires pour le premier trimestre de 2026 s'est établi à 147 millions de dollars (0,47 \$ par action), contre 392 millions de dollars (1,31 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2025. La diminution est principalement attribuable aux facteurs mentionnés précédemment qui ont eu une incidence sur le bénéfice avant impôts sur les bénéfices, contrebalancés en partie par la baisse de la charge d'impôts.

Les liquidités provenant de l'exploitation normalisées pour le premier trimestre de 2026 se sont établies à 651 millions de dollars (2,09 \$ par action), comparativement à 551 millions de dollars (1,85 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2025. L'augmentation s'explique surtout par les facteurs mentionnés précédemment qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé et par la baisse de la charge d'impôt exigible, déduction faite des ajustements de normalisation, le tout contrebalancé en partie par la hausse des éléments sans effet sur la trésorerie compris dans le BAIIA normalisé, la baisse des distributions de placements comptabilisés à la valeur de consolidation et l'augmentation des intérêts débiteurs.

Les flux de trésorerie d'exploitation pour le premier trimestre de 2026 se sont chiffrés à 574 millions de dollars (1,84 \$ par action), comparativement à 627 millions de dollars (2,10 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2025. 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, de même que de la baisse des distributions de placements comptabilisés à la valeur de consolidation, contrebalancés en partie par l'augmentation du bénéfice net après impôts (après ajustement des éléments sans effet sur la trésorerie). 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 premier trimestre de 2026 se sont élevés à 119 millions de dollars, comparativement à 115 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2025. L'augmentation est principalement attribuable à l'émission de nouveaux billets hybrides subordonnés au troisième trimestre de 2025 et à la baisse des intérêts capitalisés, le tout contrebalancé en partie par la baisse du taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les intérêts débiteurs comptabilisés sur les billets hybrides subordonnés pour le premier trimestre de 2026 se sont élevés à 37 millions de dollars, comparativement à 34 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2025.

AltaGas a comptabilisé une charge d'impôts de 55 millions de dollars pour le premier trimestre de 2026, comparativement à 113 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2025. La diminution est principalement attribuable à la baisse du bénéfice avant impôts sur les bénéfices, comparativement au trimestre correspondant de 2025.

Le bénéfice net normalisé s'est chiffré à 415 millions de dollars (1,33 \$ par action) pour le premier trimestre de 2026, comparativement à 342 millions de dollars (1,15 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2025. L'augmentation s'explique surtout par les facteurs mentionnés précédemment qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé, le tout contrebalancé en partie par la hausse de la charge d'impôts, déduction faite des ajustements de normalisation, l'augmentation de la charge d'amortissement, les écarts défavorables des gains de change compte tenu des normalisations liées à la conversion des devises et l'augmentation 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 2026

En 2026, AltaGas s'attend à dégager un BAIIA normalisé et un bénéfice par action normalisé se situant dans l'extrémité supérieure des fourchettes de prévisions présentées précédemment, de 1,925 milliard de dollars à 2,025 milliards de dollars et de 2,20 \$ à 2,45 \$, respectivement. À titre de comparaison, en 2025, le BAIIA normalisé réel était de 1,863 milliard de dollars, le bénéfice par action normalisé s'élevait à 2,23 \$ et le bénéfice net par action conforme aux PCGR se chiffrait à 2,48 \$. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, le bénéfice avant impôts sur les bénéfices s'est chiffré à 1 029 millions de dollars, tandis que le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires s'est chiffré à 747 millions de dollars.

Le secteur Services publics devrait contribuer à hauteur d'environ 55 % au BAIIA normalisé en 2026, la croissance d'un exercice à l'autre prévue devant être principalement alimentée par une croissance continue de la base tarifaire grâce à de nouveaux tarifs en Virginie, dans le D.C. et au Maryland, par des investissements soutenus dans des programmes de modernisation des actifs pour le compte des clients d'AltaGas, et par un apport positif de l'ajout de nouveaux clients, le tout contrebalancé en partie par des gains moins élevés attendus sur le règlement partiel des régimes complémentaires de retraite de Washington Gas et une performance moins élevée attendue des activités de commercialisation au détail de WGL. 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 alimentée par les volumes et les marges d'exportations mondiales plus solides attendus et les apports de l'installation Pipestone II pour l'exercice complet, le tout contrebalancé en partie par la baisse des différentiels de fractionnement.

La variation prévue du bénéfice par action normalisé de 2,23 \$ par action en 2025 à environ 2,20 \$ à 2,45 \$ par action en 2026 devrait être principalement attribuable aux facteurs mentionnés précédemment qui ont une incidence sur le BAIIA normalisé, contrebalancés en partie par la hausse de la charge d'impôts compte tenu des ajustements de normalisation, la hausse de la charge d'amortissement et l'augmentation des intérêts débiteurs.

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 2025 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 2026, 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	T2 2026	T3 2026	T4 2026	Reste de 2026
Volumes des exportations mondiales couverts (%) ¹	95	76	73	82
Écart moyen du prix entre le FEI et North American NGL pour les volumes de propane/butane couverts (\$ US/b) ^{2, 3}	18,16	19,08	28,60	20,30
Volumes de fractionnement couverts (%) ³	84	88	78	83
Prix de couverture des différentiels de fractionnement (\$ US/b) ³	21,02	20,64	23,14	21,60

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 d'AltaGas pour le reste de 2026 :

Facteur	Augmentation ou diminution	Incidence approximative sur les résultats normalisés pour le reste de 2026 (en millions de dollars)
Variation degrés-jours par rapport à la normale – Services publics ^{1, 2}	5 %	4
Variation du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain ^{3, 4}	0,05	2
Écarts de prix du propane et du butane entre le FEI et North American NGL ^{1, 5}	1 \$ US/b	10

1) Représente l'incidence attendue sur le BAIIA normalisé annuel pour le reste de 2026.

2) Les degrés-jours – Services publics sont associés aux zones servies par SEMCO Energy Gas Company (« SEMCO ») et le D.C. 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) Représentent l'incidence attendue sur le bénéfice net normalisé pour le reste de 2026.

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 un montant de capital investi d'environ 1,7 milliard de dollars en 2026. L'augmentation par rapport à l'estimation précédente de 1,6 milliard de dollars s'explique par l'avancement de plusieurs projets de croissance du secteur Intermédiaire, dont la phase II du projet d'agrandissement de Dimsdale, qui a été approuvée après la publication des prévisions et qui est maintenant dotée d'un calendrier des paiements au titre du projet plus évident pour 2026.

	2026 Estimation	2025 Réel
Capital investi	1,7 milliard de dollars	1,4 milliard de dollars
Par secteur :		
Secteur Services publics	65 %	52 %
Secteur Intermédiaire	31 %	45 %
Secteur Siège social	4 %	3 %

En 2026, 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. La hausse des dépenses prévues dans le secteur Services publics est principalement attribuable à la construction du pipeline de raccordement Keweenaw au Michigan et aux dépenses liées au programme de remplacement accéléré des conduites en Virginie dans le cadre du programme SAVE. Dans le secteur Intermédiaire, les dépenses en immobilisations devraient servir principalement à l'aménagement de nouveaux projets, y compris la phase I du REEF, le projet Optimisation 1 du REEF, les phases I et II du projet d'agrandissement de Dimsdale et le projet de réduction de la teneur en méthanol de RIPET, 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 2026 d'AltaGas devraient être financés par les flux de trésorerie générés en interne, alimentés par une capacité d'investissement accrue associée à la hausse du BAIIA normalisé et par une meilleure flexibilité financière attribuable au renforcement du bilan d'AltaGas.

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				
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, adjacent au RIPET actuel. Le projet est mis en valeur par AltaGas et Vopak et aura une capacité d'exportation pouvant atteindre 56 000 b/j. 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. Les livrables d'ingénierie sont terminés et la fabrication restante continue de réaliser de solides progrès. Les livraisons d'équipement et de modules pour les travaux terrestres ont pris fin en avril, et les livraisons restantes pour les travaux de fabrication de la jetée se déroulent comme prévu, ce qui permet de soutenir les plans de construction, les matériaux étant expédiés et installés sur les fondations dès leur arrivée. En novembre, un accumulateur de GPL et deux réservoirs de stockage de LGN ont été livrés et mis en place avec succès sur leurs fondations, tandis que les deux accumulateurs de GPL restants ont récemment été livrés sur le site et sont installés. Les fondations sont achevées. La dernière phase de la construction des rails devrait commencer au milieu de 2026. La construction de la jetée demeure une priorité, les travaux de génie civil maritime soutenant la séquence de mise en œuvre du module de chevalets, qui a été marquée par l'installation réussie de onze des treize modules de chevalets. L'infrastructure des bâtiments du site a aussi progressé de façon importante, tandis que les travaux d'atténuation continuent d'assurer l'harmonisation avec le calendrier global d'exécution.	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 Optimisation 1 du REEF	50 %	55 millions de dollars	AltaGas et Vopak ont pris une décision d'investissement définitive favorable à l'égard du projet Optimisation I du REEF. Le projet augmentera la capacité de débit de la phase I du REEF d'environ 30 000 b/j. Les travaux d'ingénierie détaillés pour le projet Optimisation I sont en cours et les contrats relatifs au matériel à long délai de livraison ont été octroyés. Les partenaires continuent également de faire avancer les travaux d'ingénierie, les démarches pour l'obtention des permis et les initiatives de collaboration avec les parties prenantes dans le cadre du projet Optimisation II du REEF, qui permettront d'assurer une capacité de débit supplémentaire pouvant atteindre de 25 000 à 65 000 b/j, le calendrier devant être aligné sur les données fondamentales du marché et la demande des clients. Les travaux d'ingénierie détaillés et l'approvisionnement sont bien avancés et progressent selon le plan. Les activités de conception, de fabrication et de construction visant les parties du périmètre dans qui s'intègrent à la zone active du projet REEF ont progressé. Ces activités ont été planifiées pour s'aligner sur les exigences du calendrier du projet REEF afin d'optimiser les efforts entre les deux projets actifs.	Deuxième semestre de 2027
Projet de réduction de la teneur en méthanol de RIPET	70 %	37 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'accroître l'accès des navires de RIPET vers tous les marchés asiatiques en aval et d'assurer les caractéristiques fongibles du propane entre RIPET et REEF. Le contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de fabrication a été octroyé, et les travaux de fabrication du lot d'équipement ont débuté. En octobre 2025, AltaGas et Vopak ont finalisé les modalités commerciales de la participation de Vopak au projet de réduction de la teneur en méthanol de RIPET, Vopak ayant accepté de financer 30 % du total des coûts du projet au moyen de ses apports proportionnels au partenariat RIPET. La planification de la construction est en cours, et les travaux devraient démarrer au cours du deuxième trimestre de 2026.	Fin de l'exercice 2026
Phase I de l'agrandissement de Dimsdale	100 %	65 millions de dollars	En août 2025, AltaGas a pris une décision d'investissement définitive favorable à l'égard de la phase I de l'agrandissement de son installation de stockage de gaz Dimsdale. L'agrandissement de 6 gpc est garanti par deux contrats fermes de stockage de dix ans. La phase I de l'agrandissement vise à installer un raccordement direct à la canalisation principale de NGTL au moyen d'un nouveau pipeline de grande capacité, et à éliminer les goulots d'étranglement, notamment par l'ajout d'une nouvelle unité de déshydratation, et comprendra la mise en place d'une nouvelle station de comptage qui permettra d'accroître la capacité, d'améliorer la fiabilité et de réduire les coûts d'exploitation. La construction du réseau de pipelines pour la phase I est techniquement terminée.	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)				
Phase II de l'agrandissement de Dimsdale	100 %	165 millions de dollars	En janvier 2026, AltaGas a pris une décision d'investissement définitive favorable à l'égard de la phase II de l'agrandissement de son installation de stockage de gaz Dimsdale. L'agrandissement de 30 gpc est garanti par des contrats de service fermes de stockage pluriannuels. Le projet d'agrandissement de la phase II prévoit la construction d'une nouvelle capacité de compression et de déshydratation, de même que le forage de cinq nouveaux puits de stockage, afin d'accroître la capacité de stockage de gaz dans la formation de Montney, en Alberta. Le forage des puits d'injection devrait commencer au troisième trimestre de 2026.	Mi-2027
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 600 mmpc/j de capacité ferme à la canalisation principale existante de 488 km (303 milles), ce qui fera passer la capacité ferme à 2,6 gpc/j (une augmentation de 30 %). L'étude d'ingénierie de base est terminée et après une saison d'ouverture où la demande a largement dépassé l'offre, les partenaires ont augmenté la taille du projet d'expansion MVP Boost. En octobre 2025, les promoteurs du projet ont officiellement déposé une demande auprès de la Federal Energy Regulatory Commission (la « FERC ») pour obtenir l'autorisation de construire le projet, qui comprend une mise à niveau de la compression aux installations existantes et une nouvelle station de compression. Le projet vise une mise en service à la mi-2028, soit un an plus tôt que prévu. L'intégralité des 600 mmpc/j de capacité supplémentaire est entièrement visée par des ententes d'achat ferme de 20 ans conclues avec des entreprises de services publics ayant une cote élevée de solvabilité. Le MVP Boost est un projet d'expansion très économique dont le multiple des dépenses en capital par rapport au BAIIA est d'environ 3x, soutenu par les besoins importants sur les plans de la production d'électricité et des centres de données dans le nord de la Virginie et les marchés du sud-est.	Mi-2028

Projet	Participation d'AltaGas	Coût estimé ¹	Description et état du projet	Mise en service prévue
Projets du secteur Intermédiaire (suite)				
Projet MVP Southgate	5 %	19 millions de dollars américains	Le projet MVP Southgate est un gazoduc latéral interétatique dans lequel AltaGas détient une participation de 5,1 %. Le tracé du gazoduc MVP ayant été revu en 2023, il s'étendra sur 50 km (31 milles), du comté de Pittsylvania, en Virginie, jusqu'au comté de Rockingham, en Caroline du Nord. Le 3 février 2025, MVP a déposé auprès de la FERC une demande de modification au certificat d'utilité publique visant le projet modifié. Le 2 octobre 2025, la FERC a publié son évaluation environnementale concernant le projet MVP Southgate, dans laquelle elle conclut que le développement du projet n'aura pas de répercussions importantes si le projet respecte des mesures précises d'atténuation et de protection de l'environnement. En décembre 2025, la FERC a approuvé le raccourcissement du tracé du gazoduc. En mars 2026, la FERC a délivré un ordre de démarrage des travaux partiel qui autorise le début des activités de construction en Virginie, après réception des permis fédéraux et d'État exigés pour ce territoire. À la fin mars 2026, les activités de construction ont été suspendues. Une audience a eu lieu le 28 avril 2026 concernant les requêtes en sursis visant des procédures relatives au certificat de qualité d'eau délivré en vertu de l'article 401 de la <i>Clean Water Act</i> en Caroline du Nord et en Virginie et la conclusion de celle-ci devrait être connue sous peu. Les autorisations de construction pour les autres segments du projet demeurent assujetties au respect des exigences d'ordre réglementaire applicables et aux considérations continues relatives à la réalisation du projet. Le projet MVP Southgate modifié devrait coûter 370 millions de dollars américains, dont une tranche de 19 millions de dollars américains reviendra à AltaGas. AltaGas a fortement confiance que le projet MVP Southgate sera achevé et mis en service, et elle demeure déterminée à soutenir le projet et à rendre possible la connectivité des clients en aval à cette capacité de transport essentielle, ce qui devrait renforcer la sécurité énergétique des États-Unis.	Mi-2028, la majorité des dépenses étant prévues en 2027
Projets du secteur Services publics²				
Programmes de remplacement accéléré de conduites – <i>Washington Gas – D.C.</i>	100 %	Coût estimé à 118 millions de dollars américains pour la période de mars 2024 à juin 2026, auxquels s'ajoutent des dépenses supplémentaires de 150 millions de dollars américains de juillet 2026 à juin 2029.	La Public Service Commission du District de Columbia (la « PSC du D.C. ») a rendu plusieurs ordonnances prolongeant la deuxième phase du programme de remplacement accéléré de Washington Gas dans le D.C. L'ordonnance rendue en novembre 2025 prolonge le programme jusqu'au 30 juin 2026 et prévoit un plafond additionnel de dépenses approuvé de 25 millions de dollars américains pour terminer des projets déjà approuvés. Le 27 septembre 2024, Washington Gas a déposé son plan restructuré pour la troisième phase de son programme de remplacement accéléré dans le D.C., District SAFE, en vue d'obtenir 215 millions de dollars américains pour la période du 1^{er} mars 2025 au 31 décembre 2027. Le 4 mars 2026, la PSC du D.C. a approuvé le projet District SAFE, avec des modifications, pour la période allant du 1^{er} juillet 2026 au 30 juin 2029, assorti d'un montant de dépenses approuvé de 150 millions de dollars américains.	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 publics² (suite)				
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 supplémentaires 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 de 330 millions de dollars américains sur cinq ans. Le 1 ^{er} juin 2025, la loi du Maryland intitulée <i>Next Generation Energy Act</i> («NGEA») est entrée en vigueur. Celle-ci apporte des modifications à la loi STRIDE, qui visent à imposer des exigences supplémentaires pour qu'une entreprise recouvre les coûts en vertu de la loi STRIDE. Le 21 octobre 2025, la PSC du Maryland a demandé à Washington Gas de justifier, dans les 60 jours, la façon dont son programme STRIDE 3 actuel est conforme à la NGEA ou de soumettre des propositions de révision de son programme qui le rendraient conforme à la NGEA. Le 20 décembre 2025, Washington Gas a déposé une déclaration de conformité. Le 29 décembre 2025, la PSC du Maryland a émis une lettre de décision restreignant la poursuite des travaux de STRIDE en 2026 aux projets qui étaient en cours à la date d'émission de la lettre de décision, sous réserve de l'examen par la PSC du Maryland de la déclaration de conformité à la NGEA. Le 26 février 2026, la PSC du Maryland a approuvé la liste des projets et les surcharges de la Société pour 2026, en plus d'ordonner à son personnel de déposer un projet de règlement qui établit des normes de conformité à la NGEA dans les 120 jours suivant l'ordonnance. Les perspectives liées à la liste de projets pour 2026 se chiffrent à environ 60 millions de dollars américains.	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 – Virginie	100 %	Environ 700 millions de dollars américains sur une période de trois ans, de janvier 2026 à décembre 2028, plus des dépenses supplémentaires pour des phases subséquentes, sous réserve de leur approbation.	Le 26 mai 2022, la 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 %. Le 25 novembre 2025, la SCC de la Virginie a rendu une ordonnance écourtant de deux ans la période d'autorisation précédente de cinq ans et abaissant le plafond des dépenses, pour le faire passer d'environ 878 millions de dollars américains à 413 millions de dollars américains jusqu'en décembre 2025. La période d'autorisation précédente a été remplacée par une nouvelle période d'autorisation de trois ans qui prévoit un montant de 700 millions de dollars américains, pouvant être dépassé d'au plus 5 %, pour la période allant de 2026 à 2028.	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 publics² (suite)				
Programme de remplacement accéléré des conduites maîtresses (« MRP ») et programme d'amélioration de la fiabilité des infrastructures (« IRIP ») – SEMCO ENERGY – Michigan	100 %	Environ 99 millions de dollars américains de 2025 à 2027, plus des dépenses supplémentaires pour des phases subséquentes, sous réserve de leur approbation	En septembre 2024, la Michigan Public Service Commission (« MPSC ») a approuvé l'extension des deux programmes de SEMCO, MRP et IRIP, évalués à respectivement 46 millions de dollars américains et 68 millions de dollars américains pour la période de 2025 à 2027, ce qui comprend des dépenses de 15 millions de dollars américains pour 2025 approuvées dans le cadre du programme précédent. Dans sa demande tarifaire déposée en février 2026, SEMCO a proposé de redéfinir les deux programmes et a sollicité l'autorisation d'engager des dépenses estimées à 284 millions de dollars américains pour la période de 2027 à 2031. Cette demande remplacerait le montant de 40 millions de dollars américains actuellement approuvé et prévu pour 2027 dans le cadre des programmes existants. Une décision devrait être rendue au quatrième trimestre de 2026.	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 135 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 auprès 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. L'obtention de permis, l'acquisition d'immeubles et la conception sont terminées. Les contrats relatifs aux matériaux et à la construction ont été octroyés, et la construction du pipeline devrait commencer au deuxième trimestre de 2026.	Fin de l'exercice 2026

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 phases et pour lesquels les dépenses sont approuvées par les organismes de réglementation; ils sont gérés sur une base pluriannuelle.

Secteur Services publics

Résultats financiers

	Trois mois clos les 31 mars	
	2026	2025
BAIIA normalisé	555 \$	501 \$
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	458 \$	446 \$
Produits	2 030 \$	1 870 \$

Statistiques d'exploitation

	Trois mois clos les 31 mars	
	2026	2025
Livraison de gaz naturel – utilisation finale (gpc) ¹	66,8	73,5
Livraison de gaz naturel – transport (gpc) ¹	42,1	44,5
Points de service (en milliers) ²	1 578	1 571
Variation degrés-jours par rapport à la normale – SEMCO (Michigan) (%) ³	(0,6)	(0,3)
Variation degrés-jours par rapport à la normale – Washington Gas (D.C.) (%) ^{3, 4}	4,6	(5,2)
Commercialisation de l'énergie au détail – volumes des ventes de gaz (mmpc/j)	20 192	22 505
Commercialisation de l'énergie au détail – volumes des ventes d'électricité (GWh)	3 070	3 689

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 D.C., 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 31 mars

Pour le secteur Services publics, le BAIIA normalisé s'est établi à 555 millions de dollars au premier trimestre de 2026, comparativement à 501 millions de dollars au trimestre correspondant de 2025. L'augmentation du BAIIA normalisé s'explique surtout par le gain sur le règlement partiel des régimes complémentaires de retraite de Washington Gas au premier trimestre de 2026, par l'incidence positive nette des demandes tarifaires du D.C. en 2024 et de la Virginie en 2025, par l'augmentation des activités d'optimisation des actifs à Washington Gas, par la hausse des produits attribuable aux programmes de remplacement accéléré des conduites et par l'ajout de nouveaux clients. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la diminution des apports des activités de commercialisation au détail de WGL, par la hausse des charges d'exploitation et d'administration ainsi que par l'incidence de la baisse du taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Le secteur Services publics a inscrit un bénéfice avant impôts sur les bénéfices de 458 millions de dollars au premier trimestre de 2026, comparativement à 446 millions de dollars au trimestre correspondant de 2025. L'augmentation s'explique surtout par les facteurs mentionnés précédemment qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé et par la baisse des coûts de transition et de restructuration, le tout contrebalancé en partie par l'augmentation des pertes latentes sur les contrats de gestion du risque et 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 – Virginie	Juillet 2025	Hausse des tarifs de base de 104 millions de dollars américains, dont une tranche de 39 millions de dollars américains est actuellement perçue sous forme de surcharge au titre du programme SAVE. L'augmentation additionnelle demandée pour les tarifs de base a donc été de 65 millions de dollars américains.	Le 31 juillet 2025, Washington Gas a déposé une demande tarifaire auprès des autorités afin d'augmenter les tarifs existants et les frais liés au service de distribution du gaz dans le Commonwealth of Virginia. Les tarifs demandés visent à générer des produits annuels additionnels de 104 millions de dollars américains, ce qui représente un RCP de 10,9 %. Une tranche de 39 millions de dollars américains découlant de l'augmentation des produits demandée représente les coûts pour couvrir les dépenses engagées dans le cadre du programme SAVE au moyen des tarifs de base et du rajustement de la surcharge, et une tranche de 65 millions de dollars américains représente une augmentation supplémentaire des produits sur le tarif de base. En vertu de l'ordonnance d'avis et d'audience rendue le 5 septembre 2025, Washington Gas a appliqué à titre provisoire les tarifs proposés, sous réserve d'un remboursement, le 30 décembre 2025. Le témoignage de l'intervenant a été reçu en avril 2026, et le témoignage en contrepreuve de Washington Gas doit être déposé le 12 mai 2026. La date de l'audition des témoins est prévue le 9 juin 2026.	Deuxième semestre de 2026
Washington Gas – Maryland	Décembre 2025	Hausse des tarifs de base de 82 millions de dollars américains, dont une tranche d'environ 15 millions de dollars américains est actuellement perçue sous forme de surcharge au titre du programme STRIDE. L'augmentation additionnelle demandée pour les tarifs de base a donc été de 67 millions de dollars américains.	Le 29 décembre 2025, Washington Gas a déposé une demande tarifaire auprès des autorités afin d'augmenter les tarifs existants et les frais liés au service de distribution du gaz dans le Maryland. Les tarifs demandés visent à générer des produits annuels de 82 millions de dollars américains, ce qui représente un RCP de 10,9 %. Une tranche d'environ 15 millions de dollars américains découlant de l'augmentation des produits demandée représente les coûts actuellement perçus sous forme de surcharge au titre du programme STRIDE, et une tranche d'environ 67 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 31 mars 2026, et le témoignage en contrepreuve de Washington Gas a été déposé le 28 avril 2026. La date de l'audition des témoins est prévue pour la semaine du 18 mai 2026. Les nouveaux tarifs devraient entrer en vigueur à la fin juillet 2026.	Deuxième semestre de 2026

Services publics/ Territoire	Date du dépôt	Demande	État	Moment attendu de la décision
SEMCO	Février 2026	Hausse des tarifs de base de 61 millions de dollars américains	Le 26 février 2026, SEMCO a déposé une demande tarifaire auprès de la MPSC afin d'augmenter les tarifs de base d'environ 61 millions de dollars américains par année normalisée sur la base de l'exercice de référence de 2027. L'augmentation tarifaire demandée tient compte de l'inflation des coûts d'exploitation et d'entretien à compter de l'exercice de référence de 2025, ainsi que des investissements réalisés depuis la dernière ordonnance tarifaire entrée en vigueur le 1 ^{er} janvier 2020 et comprend le pipeline de raccordement Keweenaw. SEMCO propose également de poursuivre jusqu'en 2031 ses programmes de remplacement des conduites et d'amélioration de la fiabilité des infrastructures afin de moderniser efficacement son réseau et d'atténuer les risques en matière de sécurité et de fiabilité découlant de la défaillance des infrastructures vieillissantes. Enfin, SEMCO propose l'approbation d'un mécanisme d'ajustement tenant compte de la normalisation des conditions météorologiques afin de stabiliser les coûts pour les clients, ce qui leur permettrait de bénéficier de coûts de services publics plus prévisibles d'une année à l'autre et, aussi, de stabiliser les produits de SEMCO. La MPSC a dix mois pour rendre sa décision dans ce dossier; celui-ci sera donc conclu au plus tard le 26 décembre 2026, de nouveaux tarifs entrant en vigueur le 1 ^{er} janvier 2027.	Décembre 2026

Autres mises à jour sur la réglementation

Règlements pour la lutte contre les changements climatiques

Dans le D.C., 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 carboneutre, 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. Le 26 mars 2026, la Cour de district a émis une opinion concluant que la loi fédérale *Energy Policy and Conservation Act* (l'« EPCA ») n'avait pas préséance sur la loi du D.C. Le 14 avril 2026, les demandeurs ont déposé un avis d'appel devant la District of Columbia Circuit Court of Appeals.

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. Le 25 mars 2026, la Cour de district a émis une opinion selon laquelle l'EPCA n'avait pas préséance sur la loi dans le comté de Montgomery. Le 14 avril 2026, les demandeurs ont déposé un avis d'appel devant la Fourth Circuit Court of Appeals.

Dans l'État du Maryland, le Maryland Department of Environment a promulgué la version définitive de la réglementation intitulée « Building Energy Performance Standards » (les « 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 31 mars 2026, la Cour de district a émis

une opinion selon laquelle l'EPCA n'avait pas préséance sur les BEPS du Maryland. Un appel doit être interjeté devant la Fourth Circuit Court of Appeals avant le 30 avril 2026.

Le 25 février 2025, le comté de Montgomery a adopté les BEPS qui imposent des restrictions et des pénalités pour l'utilisation d'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.

Secteur Intermédiaire

Résultats financiers

	Trois mois clos les 31 mars	
	2026	2025
BAIIA normalisé	273 \$	197 \$
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	(111) \$	204 \$
Produits	1 925 \$	2 084 \$

Statistiques d'exploitation

	Trois mois clos les 31 mars	
	2026	2025
Volumes d'exportation de GPL (b/j) ¹	124 917	119 241
Total de la capacité d'amenée de gaz traité (mmpc/j) ¹	1 669	1 552
Volumes d'extraction d'éthane (b/j) ¹	22 173	33 051
Volumes d'extraction de LGN (b/j) ^{1, 2}	58 587	49 051
Volumes de fractionnement (b/j) ^{1, 3}	45 476	42 415
Différentiels de fractionnement – réalisés (\$/b) ^{1, 4}	13,85	27,77
Différentiels de fractionnement – prix au comptant moyen (\$/b) ^{1, 5}	17,94	32,13
Écart de prix du propane entre le FEI et Mont Belvieu (\$ US/b) ^{1, 6}	26,01	12,17
Écart de prix du butane entre le FEI et Mont Belvieu (\$ US/b) ^{1, 7}	29,75	12,41

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

Trois mois clos les 31 mars

Le secteur Intermédiaire a inscrit un BAIIA normalisé de 273 millions de dollars au premier trimestre de 2026, comparativement à 197 millions de dollars au trimestre correspondant de 2025. L'augmentation du BAIIA normalisé est principalement attribuable à un meilleur rendement des activités d'exportation mondiales en raison de la hausse des marges d'exportation et des volumes visés par des ententes tarifaires, le tout contrebalancé en partie par la hausse des charges d'exploitation. Dans le secteur Intermédiaire, le BAIIA normalisé a de plus été influencé par un apport plus important des activités de fractionnement et de traitement des liquides soutenu par une amélioration du stockage et une hausse des marges liées aux activités de commercialisation, des apports de l'installation Pipestone II, qui a été mise

en service en décembre 2025, et une hausse des volumes aux installations d'AltaGas situées à Montney. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la baisse des bénéfices des installations d'extraction en raison de la diminution du différentiel de fractionnement réalisé.

Le secteur Intermédiaire a affiché une perte avant impôts sur les bénéfices de 111 millions de dollars au premier trimestre de 2026, comparativement à 204 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2025. La diminution s'explique surtout par l'augmentation des pertes latentes sur les contrats de gestion du risque et la hausse de la charge d'amortissement, le tout en partie contrebalancé par les facteurs mentionnés précédemment qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé.

Couvertures du secteur Intermédiaire

	Trois mois clos les 31 mars	
	2026	2025
Volumes exposés aux différentiels de fractionnement (b/j)	11 608	11 416
Volumes de LGN couverts (b/j)	9 616	9 069
Volumes exposés aux différentiels de fractionnement couverts (%)	83 %	79 %
Prix moyen des volumes de LGN couverts (\$/b) ¹	28	40
Écart moyen du prix entre le FEI et North American NGL pour les volumes couverts (\$ US/b)	18	15

1) Compte non tenu des écarts de base.

Secteur Siège social/autres

Résultats financiers

	Trois mois clos les 31 mars	
	2026	2025
BAIIA normalisé (perte)	(10) \$	(9) \$
Perte avant impôts sur les bénéfices	140 \$	137 \$
Produits	15 \$	15 \$

Trois mois clos les 31 mars

Pour le secteur Siège social/autres, le BAIIA normalisé du premier trimestre de 2026 correspondait à une perte de 10 millions de dollars, comparativement à une perte de 9 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2025. La légère diminution du BAIIA normalisé s'explique surtout par la hausse des charges liées aux régimes incitatifs des employés.

Le secteur Siège social/autres a affiché une perte avant impôts sur les bénéfices de 140 millions de dollars au premier trimestre de 2026, comparativement à 137 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2025. La perte plus élevée s'explique surtout par la hausse des charges d'intérêts.

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 31 mars 2026				
(en millions de dollars)	Secteur Services publics	Secteur Intermédiaire	Secteur Siège social/autres	Total
Capital investi :				
Immobilisations corporelles	139 \$	129 \$	2 \$	270 \$
Actifs incorporels	7	1	5	13
Placements à long terme	—	5	—	5
Capital investi et capital investi net	146 \$	135 \$	7 \$	288 \$

Trois mois clos le 31 mars 2025				
(en millions de dollars)	Secteur Services publics	Secteur Intermédiaire	Secteur Siège social/autres	Total
Capital investi :				
Immobilisations corporelles	127 \$	112 \$	9 \$	248 \$
Actifs incorporels	—	—	3	3
Placements à long terme	—	1	—	1
Capital investi et capital investi net	127 \$	113 \$	12 \$	252 \$

Pour le premier trimestre de 2026, le capital investi d'AltaGas s'est élevé à 288 millions de dollars, comparativement à 252 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2025. L'augmentation du capital investi s'explique surtout par l'augmentation des acquisitions d'immobilisations corporelles dans le secteur Intermédiaire attribuable à l'augmentation des dépenses en capital de croissance et à l'augmentation des placements à long terme découlant d'appels de fonds liés à certains projets de capital-développement. L'augmentation des dépenses en capital de croissance dans le secteur Intermédiaire est principalement liée aux phases I et II de l'agrandissement de Dimsdale, au projet de réduction de la teneur en méthanol de RIPET et au projet Optimisation 1 du REEF, le tout contrebalancé en partie par la baisse des dépenses liées à la phase II de Pipestone, qui a été mise en service en décembre 2025. Dans le secteur Services publics, l'augmentation des dépenses en capital est principalement attribuable à l'augmentation des dépenses liées aux programmes d'amélioration du réseau à WGL et à SEMCO et à l'augmentation des dépenses liées aux programmes accélérés de remplacement des conduites à WGL, contrebalancées en partie par la baisse des dépenses liées au programme général relatif aux centrales à WGL et à SEMCO. Dans le secteur Siège social/autres, la baisse des dépenses en capital s'explique surtout par l'achèvement du déménagement des bureaux de Calgary au deuxième trimestre de 2025. Dans tous les secteurs, les acquisitions d'actifs incorporels ont augmenté en raison surtout de la hausse des dépenses liées aux projets numériques.

Le capital investi au premier trimestre de 2026 comprend des dépenses liées à l'entretien de 5 millions de dollars (4 millions de dollars en 2025) dans le secteur Intermédiaire et de 1 million de dollars (1 million de dollars en 2025) pour Blythe dans le secteur Siège social/autres.

Pour le premier trimestre de 2026, les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement d'AltaGas se sont traduits par une sortie de trésorerie de 451 millions de dollars, comparativement à 352 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2025. 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 D.C., 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 D.C., 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 et les emprunts dans le cours normal des activités aux termes des facilités de crédit actuellement consenties.

	Trois mois clos les 31 mars	
(en millions de dollars)	2026	2025
Flux de trésorerie d'exploitation	574 \$	627 \$
Activités d'investissement	(451)	(352)
Activités de financement	(60)	(164)
Augmentation de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et des liquidités soumises à restrictions	63 \$	111 \$

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie d'exploitation ont diminué de 53 millions de dollars pour les trois mois clos le 31 mars 2026, comparativement à la période correspondante de 2025, en raison principalement des écarts défavorables de la variation nette des actifs et passifs d'exploitation. La majeure partie des écarts de la variation nette des actifs et passifs d'exploitation s'explique principalement par la baisse des entrées de trésorerie liées aux actifs et passifs de gestion du risque, attribuable à l'augmentation des exigences en matière de marge, ce qui a entraîné une augmentation des dépôts de garantie et une réduction des actifs d'exploitation, ainsi que par la diminution des flux de trésorerie liés aux actifs réglementaires, aux débiteurs et aux stocks en raison des fluctuations des prix des produits de base. Ces effets ont été contrebalancés en partie par la baisse des sorties de trésorerie liées aux créditeurs, largement attribuable aux fluctuations des prix des produits de base et à l'incidence des conditions météorologiques.

Fonds de roulement

	31 mars 2026	31 décembre 2025
(en millions de dollars, sauf le ratio du fonds de roulement)		
Actif à court terme	3 046 \$	2 907 \$
Passif à court terme	3 468	3 559
Déficit du fonds de roulement	(422) \$	(652) \$
Ratio du fonds de roulement¹	0,88	0,82

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 dette à court terme, de la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, des autres passifs à court terme, des passifs réglementaires et des dépôts des clients, ainsi que par l'augmentation des débiteurs, des charges payées d'avance et des autres actifs à court terme, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des actifs de gestion du risque, le tout en partie contrebalancé par l'augmentation des passifs de gestion du risque et des créditeurs et charges à payer ainsi que par la diminution des stocks 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 ont été de 451 millions de dollars pour les trois mois clos le 31 mars 2026, comparativement à 352 millions de dollars pour la période correspondante de 2025. Les activités d'investissement pour les trois mois clos le 31 mars 2026 ont compris des dépenses de 446 millions de dollars au titre des immobilisations corporelles et des actifs incorporels, ainsi que des apports de 5 millions de dollars liés aux placements comptabilisés à la valeur de consolidation. Les activités d'investissement pour les trois mois clos le 31 mars 2025 ont compris des dépenses de 351 millions de dollars au titre des immobilisations corporelles et des actifs incorporels, ainsi que des apports de 1 million de dollars liés aux placements comptabilisés à la valeur de consolidation.

Activités de financement

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont été de 60 millions de dollars pour les trois mois clos le 31 mars 2026, comparativement à 164 millions de dollars pour la période correspondante de 2025. Les activités de financement pour les trois mois clos le 31 mars 2026 ont compris des remboursements sur la dette à long terme et des obligations locatives liées aux contrats de location-financement de 357 millions de dollars, le remboursement net de 171 millions de dollars aux termes des facilités de crédit, des dividendes de 108 millions de dollars et des distributions aux participations ne donnant pas le contrôle de 4 millions de dollars, le tout en partie contrebalancé par des émissions de dette à long terme (déduction faite des frais d'émission de la dette) de 498 millions de dollars, des apports de participations ne donnant pas le contrôle de 78 millions de dollars et un produit net de 4 millions de dollars tiré des actions ordinaires émises à l'exercice d'options sur actions attribuées dans le cadre du régime d'options sur actions (les « options sur actions ») d'AltaGas. Les activités de financement pour les trois mois clos le 31 mars 2025 ont principalement compris des remboursements sur la dette à long terme et des obligations locatives liées aux contrats de location-financement de 308 millions de dollars, des dividendes de 99 millions de dollars et des distributions aux participations ne donnant pas le contrôle de 4 millions de dollars, le tout en partie contrebalancé par des emprunts nets aux termes des facilités de crédit de 142 millions de dollars, des apports de participations ne donnant pas le contrôle de 87 millions de dollars et un produit net tiré des actions ordinaires émises à l'exercice d'options sur actions de 18 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 31 mars 2026, le total de la dette d'AltaGas se composait principalement de l'encours des billets à moyen terme de 3,1 milliards de dollars (3,4 milliards de dollars au 31 décembre 2025), des billets à moyen terme et des billets de placement privé de WGL et de Washington Gas de 3,3 milliards de dollars (3,3 milliards de dollars au 31 décembre 2025), reflétant les ajustements à la juste valeur à l'acquisition, des obligations hypothécaires de premier rang de SEMCO de 414 millions de dollars (406 millions de dollars au 31 décembre 2025), des billets hybrides subordonnés de 2,2 milliards de dollars (2,2 milliards de dollars au 31 décembre 2025), d'un montant de 891 millions de dollars prélevé sur les facilités de crédit bancaires (386 millions de dollars au 31 décembre 2025) et du papier commercial en circulation totalisant 61 millions de dollars pour WGL et Washington Gas (231 millions de dollars au 31 décembre 2025). En outre, AltaGas avait des lettres de crédit en cours totalisant 202 millions de dollars (185 millions de dollars au 31 décembre 2025).

Au 31 mars 2026, le total de la capitalisation boursière d'AltaGas s'établissait à environ 15,0 milliards de dollars, soit environ 311 millions d'actions ordinaires en circulation à un cours de clôture de 48,25 \$ par action ordinaire.

Le multiple de couverture des intérêts par le bénéfice d'AltaGas pour les douze mois clos le 31 mars 2026 était de 2,3 fois (2,3 fois pour les douze mois clos le 31 mars 2025).

Facilités de crédit (en millions de dollars)	Capacité d'emprunt	Montant utilisé	Montant utilisé
		au 31 mars 2026	au 31 décembre 2025
Facilités de crédit à vue d'AltaGas ^{1, 2}	70 \$	— \$	— \$
Facilités de crédit renouvelables d'AltaGas ^{1, 2}	2 300	375	385
Facilité de crédit à terme d'AltaGas	500	500	—
Facilités de crédit de 150 millions de dollars américains de SEMCO Energy ^{1, 2}	209	16	1
Facilité de crédit renouvelable de 300 millions de dollars américains de WGL ^{1, 2, 3}	418	61	13
Facilité de crédit renouvelable de 450 millions de dollars américains de Washington Gas ^{1, 2, 3}	627	—	218
	4 124 \$	952 \$	617 \$

1) Montant prélevé au 31 mars 2026 converti au taux en vigueur à la fin du mois, soit 1 dollar américain = 1,3939 dollar canadien (1 dollar américain = 1,3706 dollar canadien au 31 décembre 2025).

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 31 mars 2026.

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 449 millions de dollars (441 millions de dollars au 31 décembre 2025). Au 31 mars 2026, des lettres de crédit de 202 millions de dollars (184 millions de dollars au 31 décembre 2025) 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 2025) 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 31 mars 2026 et au 31 décembre 2025.

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

Ratios	Exigences des clauses restrictives	Au 31 mars 2026
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 41 %
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 46 %
Ratio dette bancaire/structure du capital (Washington Gas) ^{2, 4}	pas plus de 65 %	moins de 45 %

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 28 des états financiers consolidés annuels de 2025 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, Ridley Island Energy Export Facility 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 2025 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 31 mars 2026 et au 31 décembre 2025, la juste valeur des dérivés de la Société était comme suit :

(en millions de dollars)	31 mars 2026	31 décembre 2025
Gaz naturel	22 \$	3 \$
Exportations énergétiques	(132)	52
Différentiel de fractionnement de LGN	(27)	2
Électricité	(76)	(63)
Pétrole brut et LGN	5	1
Change	(37)	(32)
Passif dérivé net	(245) \$	(37) \$

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 ainsi que des swaps de taux d'intérêt pour son exposition aux fluctuations des taux d'intérêt.

Contrats sur les prix des produits de base

Le différentiel de fractionnement de LGN moyen indicatif au comptant pour les trois mois clos le 31 mars 2026 a été d'environ 18 \$/b (32 \$/b en 2025), 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 trois mois clos le 31 mars 2026 a été d'environ 14 \$/b, y compris les écarts de base (28 \$/b en 2025).

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 2026, AltaGas a couvert environ :

- 82 % de ses volumes d'exportation restants à l'échelle mondiale prévus en 2026, lesquels sont tarifés et couverts financièrement au prix de couverture moyen de l'écart entre le FEI et North American NGL d'environ 20 \$ US/b pour les volumes de propane et de butane non tarifés.
- 83 % de ses volumes exposés aux différentiels de fractionnement prévus pour 2026 à hauteur de 22 \$ 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 pour 2026.

Contrats de change

Les contrats de change suivants étaient en cours au 31 mars 2026 :

	Durée	Juste valeur (en millions de dollars)
Contrats de change		
Ventes – contrats de change de gré à gré (non livrables) (\$ US)	Moins de 1 an	(20) \$
Ventes – contrats de change de gré à gré (non livrables) (\$ US)	De 1 an à 5 ans	(15) \$
Option sur devises	Moins de 1 an	(2) \$
Option sur devises	De 1 an à 2 ans	3 \$
Swaps de devises		
Swaps de devises à taux fixe-fixe	9 ans	(3) \$

Les contrats de change suivants étaient en cours au 31 décembre 2025 :

	Durée	Juste valeur (en millions de dollars)
Contrats de change		
Ventes – contrats de change de gré à gré (non livrables) (\$ US)	Moins de 1 an	4 \$
Ventes – contrats de change de gré à gré (non livrables) (\$ US)	De 1 an à 5 ans	(8) \$
Option sur devises	Moins de 1 an	(1) \$
Option sur devises	De 1 an à 2 ans	(2) \$
Swaps de devises		
Swaps de devises à taux fixe-fixe	9 ans	(25) \$

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

	Trois mois clos le 31 mars 2026	Trois mois clos le 31 mars 2025
Objectif des contrats de change	Pertes	Pertes
Gestion de la trésorerie ¹	(2) \$	— \$
Gestion du risque lié à l'état des résultats ²	(29) \$	(6) \$

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 mois clos le 31 mars 2026, des gains après impôts de 21 millions de dollars (gains après impôts de 17 millions de dollars pour les trois mois clos le 31 mars 2025) liés aux swaps de devises ont été comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

Instruments liés aux conditions météorologiques

Pour les trois mois clos le 31 mars 2026, des gains avant impôts de 10 millions de dollars (néant pour les trois mois clos le 31 mars 2025) ont été comptabilisés en lien avec les dérivés sur degrés-jours de chauffage (« DJC ») et les dérivés sur degrés-jours de réfrigération (« DJR »).

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	
		31 mars	
<i>(en millions de dollars)</i>		2026	2025
Gaz naturel		6 \$	2 \$
Exportations énergétiques		(298)	41
Pétrole brut et LGN		4	5
Différentiel de fractionnement de LGN		(29)	(1)
Électricité		(5)	19
Change		(27)	19
		(349) \$	85 \$

Pour plus de précisions sur les activités de gestion du risque d'AltaGas, se reporter à la note 21 des états financiers consolidés annuels de 2025 et à la note 12 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 31 mars 2026 et pour les trois mois clos à cette date.

Dividendes

AltaGas déclare et verse un dividende trimestriel sur ses actions ordinaires. Les dividendes sur 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 31 mars 2026 :

Dividendes sur actions ordinaires

Exercices clos les 31 décembre

<i>(en dollars par action ordinaire)</i>	2026	2025
Premier trimestre	0,334000 \$	0,315000 \$
Deuxième trimestre	—	0,315000
Troisième trimestre	—	0,315000
Quatrième trimestre	—	0,315000
Total	0,334000 \$	1,260000 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série A¹

Exercices clos les 31 décembre

<i>(en dollars par action privilégiée)</i>	2026	2025
Premier trimestre	— \$	0,191250 \$
Deuxième trimestre	—	0,191250
Troisième trimestre	—	0,191250
Quatrième trimestre	—	—
Total	— \$	0,573750 \$

1) Le 30 septembre 2025, AltaGas a racheté la totalité des actions privilégiées de série A en circulation.

Dividendes sur actions privilégiées – Série B¹

Exercices clos les 31 décembre

(en dollars par action privilégiée)

	2026	2025
Premier trimestre	— \$	0,378550 \$
Deuxième trimestre	—	0,342680
Troisième trimestre	—	0,334220
Quatrième trimestre	—	—
Total	— \$	1,055450 \$

1) Le 30 septembre 2025, AltaGas a racheté la totalité des actions privilégiées de série B en circulation.

Dividendes sur actions privilégiées – Série G

Exercices clos les 31 décembre

(en dollars par action privilégiée)

	2026	2025
Premier trimestre	0,376063 \$	0,376063 \$
Deuxième trimestre	—	0,376063
Troisième trimestre	—	0,376063
Quatrième trimestre	—	0,376063
Total	0,376063 \$	1,504252 \$

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 méthodes comptables d'AltaGas sont demeurées inchangées et figurent dans les notes afférentes aux états financiers consolidés annuels de 2025. 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 2025. Aucun changement important n'a été apporté aux estimations et jugements critiques d'AltaGas au cours des trois mois clos le 31 mars 2026.

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 31 mars 2026 et pour les trois mois clos à cette date.

Arrangements hors bilan

AltaGas n'a pas conclu d'arrangements hors bilan importants au cours des trois mois clos le 31 mars 2026. Pour plus de renseignements sur les arrangements hors bilan, se reporter aux états financiers consolidés audités et au rapport de gestion au 31 décembre 2025 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 d'AltaGas (la « direction »), y compris le chef de la direction et le chef des finances, a la responsabilité d'établir et de maintenir les contrôles et procédures de communication de l'information (« CPCI ») et le contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF »), tels qu'ils sont définis dans le *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*. Ce règlement vise à améliorer la qualité, la fiabilité et la transparence des documents déposés ou transmis en vertu des lois sur les valeurs mobilières.

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

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 24 avril 2026	
Émises et en circulation	
Actions ordinaires	311 559 998
Actions privilégiées	
Série G	8 000 000
Émises	
Options sur actions	505 030
Options sur actions exerçables	505 030

Sommaire des résultats consolidés des huit derniers trimestres¹

(en millions de dollars)	T1-26	T4-25	T3-25	T2-25	T1-25	T4-24	T3-24	T2-24
Total des produits	3 970	3 294	2 598	2 844	3 969	3 259	2 759	2 775
BAIIA normalisé	818	564	268	342	689	520	294	295
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires	147	205	(25)	175	392	203	9	(42)
(en dollars par action)	T1-26	T4-25	T3-25	T2-25	T1-25	T4-24	T3-24	T2-24
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire								
De base	0,47	0,67	(0,08)	0,59	1,31	0,68	0,03	(0,14)
Dilué	0,47	0,67	(0,08)	0,58	1,31	0,68	0,03	(0,14)
Dividendes déclarés	0,33	0,32	0,32	0,32	0,32	0,30	0,30	0,30

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'étend 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 :

- La mise en service de l'installation Pipestone II en décembre 2025.

Le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actions ordinaires est également touché(e) par les éléments sans effet sur la trésorerie comme la charge d'impôts reportés, la charge d'amortissement, la charge de désactualisation, les provisions 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 sur le 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 :

- les coûts de transaction après impôts liés aux acquisitions et aux cessions d'actifs ou aux participations de 1 million de dollars, de 8 millions de dollars et de 5 millions de dollars engagés respectivement au cours du premier trimestre de 2026, en 2025, et au cours des trois derniers trimestres de 2024;
- les coûts de transition et de restructuration après impôts de 6 millions de dollars, de 46 millions de dollars et de 43 millions de dollars engagés respectivement au cours du premier trimestre de 2026, en 2025, et au cours des trois derniers trimestres de 2024;
- les gains sur le règlement partiel des régimes complémentaires de retraite de Washington Gas comptabilisés au troisième trimestre de 2024, au quatrième trimestre de 2025 et au premier trimestre de 2026;
- 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;
- la charge d'impôts exigibles de 34 millions de dollars comptabilisée au quatrième trimestre de 2025 liée à la restructuration de l'entité juridique.

Mesures financières non conformes aux PCGR

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

Dans le présent rapport de gestion, les expressions BAIIA normalisé, bénéfice net normalisé, liquidités provenant de l'exploitation normalisées, 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.

BAIIA normalisé

	Trois mois clos les 31 mars	
(en millions de dollars)	2026	2025
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices (mesure financière conforme aux PCGR)	207 \$	513 \$
Ajouter :		
Amortissement	135	128
Intérêts débiteurs	119	115
BAIIA	461 \$	756 \$
Ajouter (déduire) :		
Coûts de transaction liés aux acquisitions et cessions ¹	1	—
Pertes latentes (gains latents) sur les contrats de gestion du risque ²	349	(85)
Pertes à la vente d'actifs ³	—	2
Coûts de transition et de restructuration ⁴	7	11
Provisions pour actifs	—	2
Charges de désactualisation	1	1
Pertes (gains) de change ⁵	(1)	2
BAIIA normalisé	818 \$	689 \$

- 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) Inclues 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 31 mars 2026 et pour les trois mois clos à cette date.
- 3) Inclues 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 des finances). 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 qui ont été conclus aux fins de la gestion de la trésorerie. Ces pertes (gains) sont présentées au poste « 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 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 31 mars	
(en millions de dollars)	2026	2025
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires (mesure financière conforme aux PCGR)	147 \$	392 \$
Ajouter (déduire) après impôts :		
Coûts de transaction liés aux acquisitions et cessions ¹	1	—
Pertes latentes (gains latents) sur les contrats de gestion du risque ²	266	(65)
Pertes à la vente d'actifs ³	—	1
Provisions pour actifs	—	1
Coûts de transition et de restructuration ⁴	6	9
Pertes de change latentes (gains de change latents) sur les soldes débiteurs et créditeurs intersociétés ⁵	(5)	4
Bénéfice net normalisé	415 \$	342 \$

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 31 mars 2026 et pour les trois mois clos à cette date.

3) Les montants avant impôts sont inclus aux postes « 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 des finances). 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 (gains de change latents) 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 « Gains (pertes) 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. Le bénéfice par action normalisé se calcule en divisant le bénéfice net normalisé par le nombre moyen d'actions en circulation au cours de la période.

Liquidités provenant de l'exploitation normalisées

	Trois mois clos les 31 mars	
(en millions de dollars)	2026	2025
Flux de trésorerie d'exploitation (mesure financière conforme aux PCGR)	574 \$	627 \$
Ajouter (déduire) :		
Variation nette des actifs et passifs d'exploitation	69	(87)
Liquidités provenant de l'exploitation	643 \$	540 \$
Ajouter (déduire) :		
Coûts de transaction liés aux acquisitions et cessions ¹	1	—
Coûts de transition et de restructuration ²	7	11
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées	651 \$	551 \$

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 des finances). Ces coûts avant impôts sont inclus au poste « Charges d'exploitation et d'administration » 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.

Dette 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>	31 mars 2026	31 décembre 2025
Dettes à court terme	61 \$	231 \$
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an ¹	362	469
Tranche des obligations locatives liées aux contrats de location-financement échéant à moins d'un an	25	24
Dettes à long terme ²	7 332	7 010
Obligations locatives liées aux contrats de location-financement	124	124
Billets hybrides subordonnés ³	2 180	2 159
Total de la dette	10 084	10 017
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie	(163)	(99)
Dettes nettes	9 921 \$	9 918 \$
Ajouter (déduire) :		
Tranche des obligations locatives liées aux contrats de location-financement échéant à moins d'un an	(25)	(24)
Obligations locatives liées aux contrats de location-financement	(124)	(124)
Traitement à titre de dette de 50 % des billets hybrides subordonnés	(1 090)	(1 080)
Traitement à titre de dette de 50 % des actions privilégiées	98	98
Dettes nettes ajustées	8 780 \$	8 788 \$
Dettes nettes ajustées sur le BAIIA normalisé⁴	4,4	4,7

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 31 mars 2026 (moins de 1 million de dollars au 31 décembre 2025).

2) Déduction faite des frais d'émission de la dette, des primes non amorties et des escomptes non amortis de 29 millions de dollars au 31 mars 2026 (29 millions de dollars au 31 décembre 2025).

3) Déduction faite des frais d'émission de la dette de 25 millions de dollars au 31 mars 2026 (25 millions de dollars au 31 décembre 2025).

4) 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 31 mars	
(en millions de dollars)	2026	2025
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement (mesure financière conforme aux PCGR)	451 \$	352 \$
Déduire :		
Variation nette des dépenses d'investissement sans effet sur la trésorerie ¹	(85)	(30)
Apports des participations ne donnant pas le contrôle ²	(78)	(70)
Capital investi et capital investi net	288 \$	252 \$

1) Comprend les dépenses d'investissement sans effet sur la trésorerie incluses au poste « Créiteurs 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 31 mars 2026 et pour les trois mois clos à cette date.

2) 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 sur la trésorerie, 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 31 mars	
(en millions de dollars)	2026	2025
BAIIA normalisé	818 \$	689 \$
Ajouter (déduire) :		
Amortissement	(135)	(128)
Intérêts débiteurs	(119)	(115)
Charge d'impôts	(55)	(113)
Éléments de normalisation influant sur les impôts sur les bénéfices ¹	(83)	15
Charges de désactualisation	(1)	(1)
Gains (pertes) de change	1	(2)
Pertes de change latentes (gains de change latents) sur les soldes débiteurs et créditeurs intersociétés	(6)	5
Bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(2)	(3)
Dividendes sur actions privilégiées	(3)	(5)
Bénéfice net normalisé	415 \$	342 \$

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

Information prospective et énoncés prospectifs

Le présent rapport de gestion daté du 29 avril 2026 est présenté afin de permettre aux lecteurs d'évaluer les résultats d'exploitation, la situation de trésorerie et les sources de financement d'AltaGas au 31 mars 2026 et pour les trois 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 31 mars 2026 et pour les trois mois clos à cette date et les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion au 31 décembre 2025 et pour l'exercice clos à cette date.

Les états financiers consolidés et l'information comparative ont été préparés selon les 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 2025 et pour l'exercice clos à cette date ou dans la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2025.

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 et possibilités d'affaires 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; la conviction que les perspectives à long terme de croissance continue de la production dans l'Ouest canadien et l'ampleur géographique des activités d'AltaGas sont solides; la livraison prévue d'un quatrième très grand navire gazier à la fin de 2026; les progrès réalisés dans la construction de REEF et le calendrier prévu de sa mise en service; le projet Optimisation 1 du REEF, y compris les coûts en capital prévu, la date de mise en service et les avantages pouvant en découler; le projet de pipeline de raccordement Keweenaw, y compris les coûts en capital prévus, le calendrier et les avantages pouvant en découler; les phases I et II de l'agrandissement de l'installation de stockage de gaz de Dimsdale, y compris le coût en capital prévu, la date de mise en service et les avantages pouvant en découler; l'évolution des possibilités d'aménagement de centres de données; l'émission d'obligations hypothécaires de premier rang de SEMCO, y compris les dates d'émission prévues et l'utilisation du produit en découlant; 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 la Société sur l'excellence opérationnelle et la gestion des coûts du secteur Services publics, et les avantages pouvant en découler; l'accent mis par AltaGas sur une croissance interne efficace en matière de capital grâce à une affectation disciplinée du capital; les prévisions d'AltaGas pour 2026, notamment un bénéfice par action normalisé de 2,20 \$ à 2,45 \$, et un BAIIA normalisé entre 1,925 milliard de dollars et 2,025 milliards de dollars; le fait qu'AltaGas soit positionnée pour générer des résultats pour l'exercice complet se situant à l'extrémité supérieure de la fourchette de prévisions en 2026, auquel s'ajoute la possibilité d'une hausse supplémentaire; l'attente que les secteurs Services publics et Intermédiaire contribueront à hauteur respectivement d'environ 55 % et 45 % du BAIIA normalisé en 2026; 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 2026; 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 2026; 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 2026; l'engagement d'AltaGas à maintenir un programme de dépenses en immobilisations discipliné; des dépenses en immobilisations prévues d'environ 1,7 milliard de dollars en 2026; la répartition prévue entre les secteurs ainsi que la concentration des dépenses en immobilisations en 2026; l'attente que les engagements de dépenses en immobilisations de 2026 d'AltaGas soient financés par des flux de trésorerie générés en interne et par une meilleure flexibilité financière attribuable au renforcement du bilan d'AltaGas; 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, y compris les avantages prévus pouvant découler de tels projets; les programmes de remplacement accélérés de Washington Gas et les avantages prévus pouvant en découler; les programmes MRP et PAFI de SEMCO Energy et les avantages prévus pouvant en découler; 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 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 et les emprunts sur les facilités de crédit en cours consenties dans le cours normal des affaires; 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 : les taux d'imposition effectifs d'AltaGas; 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 en général, y compris les tarifs; le risque de crédit interne; les risques liés aux marchés financiers et à la liquidité; les taux d'intérêt; le risque de change; le risque lié au financement, au refinancement et au service de la dette; le risque de contrepartie et de fournisseur; la construction et l'aménagement; les systèmes de cybersécurité, d'information et de contrôle; les risques liés à la réglementation; les modifications aux lois; les risques liés aux changements climatiques; les risques liés à la réglementation en matière d'environnement; les droits des peuples autochtones et les droits issus de traités; les litiges; la dépendance envers certains partenaires; l'incertitude politique, l'activisme, le désordre public, les attaques et les menaces terroristes, l'escalade d'activité militaire et d'actes de guerre; les risques liés à des conflits; les coûts de mise hors service, d'abandon et de remise en état; le risque pour la réputation; les données météorologiques; les incidents liés aux systèmes techniques et aux processus; le risque lié à la stratégie de croissance; l'incapacité de réaliser les avantages attendus des acquisitions et des cessions; les pertes insuffisamment ou non assurées; l'incidence de la concurrence sur 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 2025 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, qui sont établies en se fondant sur des hypothèses au sujet d'événements futurs, notamment les conditions économiques et les mesures proposées 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.

Autres renseignements

Définitions

b/j	baril par jour
Dth	par décatherme
Dth/j	décatherme par jour
GJ	gigajoule
gpc	milliard de pieds cubes
GWh	gigawattheure
kb	millier de barils
m ³	mètre cube
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