

RAPPORT DE GESTION

Le rapport de gestion est présenté afin de permettre aux lecteurs d'évaluer les résultats d'exploitation, la situation de trésorerie et les sources de financement d'AltaGas Ltd. (AltaGas ou la Société) au 31 décembre 2016 et pour l'exercice clos à cette date. Ce rapport de gestion, daté du 22 février 2017, doit être lu avec les états financiers consolidés audités ci-joints d'AltaGas et les notes y afférentes au 31 décembre 2016 et pour l'exercice clos à cette date.

Les états financiers consolidés et l'information comparative ont été préparés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (PCGR des États-Unis) et sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs. Lorsqu'ils sont utilisés dans le présent rapport de gestion, les verbes «pouvoir», «devoir», «compter», «prévoir», «s'attendre à», «croire», «viser à», «chercher à», «se proposer de», «envisager», «continuer», «estimer», «prévoir», «s'attendre à», «projeter», «cibler», le terme «probablement» et autres expressions semblables employés au futur ou au conditionnel pour décrire les événements ou le rendement, en ce qui concerne la Société ou l'une de ses sociétés affiliées, sont censés signaler des énoncés prospectifs. En particulier, le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs se rapportant, entre autres, aux objectifs commerciaux, aux avantages anticipés d'acquisitions et d'autres importants projets, au calendrier prévu des mises en activité commerciale, aux décisions d'investissement, aux dépenses, à l'obtention de permis et d'approbation, à la croissance et aux inducteurs de croissance prévus, aux dépenses en immobilisations (y compris, pour le programme d'investissement de 2017, la répartition prévue par secteur d'activité et par projet et les sources de financement prévues à l'égard de chacune), aux résultats d'exploitation, à la performance opérationnelle et financière, aux projets commerciaux, aux débouchés et aux résultats financiers.

Plus particulièrement, ces énoncés prospectifs sont présentés sous les rubriques : «Aperçu des activités», «Vision et objectif d'AltaGas», «Stratégie», «Mise en œuvre de la stratégie», «Événements récents», «Perspectives pour 2017», «Capital de croissance», «Gaz», «Électricité», «Services publics» et «Modifications futures de principes comptables» et sous les rubriques qui portent tout particulièrement sur les attentes d'AltaGas quant à la croissance de l'offre de gaz naturel et les perspectives de croissance de la demande pour des sources d'énergie propre, le potentiel de croissance au moyen de l'acquisition et de la mise en valeur d'infrastructures énergétiques et grâce à la capacité d'AltaGas à maximiser la rentabilité de ses actifs et à ajouter des services complémentaires dans ses secteurs d'activités existants; au potentiel de croissance au moyen de l'acquisition et de la mise en valeur d'infrastructures énergétiques et aux attentes qui en découlent pour permettre à AltaGas de mettre en place un carrefour d'approvisionnement de l'Ouest canadien qui serait situé dans le nord-est de la Colombie-Britannique pour offrir un accès aux marchés d'exportation à partir de la côte ouest, un accès aux nouveaux marchés et des revenus plus élevés aux producteurs du BSOC; la conviction d'AltaGas de générer des rendements économiques supérieurs en investissant dans des actifs énergétiques durables à faible risque; les attentes d'AltaGas quant aux sources de rendements stables et de flux de trésorerie à long terme tirés d'actifs réglementés; les attentes d'AltaGas quant à la diversification, notamment en ce qui concerne les répercussions sur les bénéfices et les flux de trésorerie et l'atténuation de l'exposition à la volatilité des marchés des produits de base; les attentes selon lesquelles l'élargissement des activités par des acquisitions et une croissance interne permettra de soutenir l'augmentation du capital et des dividendes; les attentes selon lesquelles AltaGas fera l'acquisition d'installations de collecte et de traitement de gaz auprès de producteurs ou en construira pour des producteurs qui préfèrent réaffecter leur capital à des activités d'exploration et de production plutôt qu'à des activités secondaires comme les services intermédiaires; la capacité d'AltaGas d'acheminer du gaz naturel et des LGN vers des marchés clés, dont l'Asie; la capacité d'AltaGas d'offrir des services intégrés intermédiaires aux clients tout le long de la chaîne de valeur énergétique; les attentes selon lesquelles AltaGas est bien positionnée pour générer une hausse des revenus des producteurs de LGN en établissant un carrefour d'approvisionnement en énergie dans l'Ouest canadien, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, grâce à sa participation dans Petrogas et dans le terminal Ferndale, ainsi qu'à l'aménagement du terminal d'exportation de propane de Ridley Island; la capacité d'AltaGas de se concentrer sur le développement et l'exploitation de projets à plus grande échelle de construction d'infrastructures gazières et le coût de tels projets pour AltaGas; les attentes quant à la production des centrales alimentées au gaz naturel qui devrait permettre un équilibre des charges critiques à l'échelle de l'Amérique du Nord; les attentes à l'égard de la mise hors service de centrales nucléaires et de centrales alimentées au charbon et le calendrier prévu des mises hors service; les attentes selon lesquelles les centrales alimentées par du gaz naturel et des énergies renouvelables remplaceront les centrales nucléaires et

les centrales alimentées au charbon et qu'AltaGas est bien positionnée pour tirer parti de ces possibilités de remplacement; les attentes quant à la croissance de la base tarifaire du secteur Services publics, notamment au moyen de la mise en œuvre d'acquisitions stratégiques d'entreprises de services publics et l'ajout de clients; les attentes quant à la capacité d'AltaGas de préserver sa solidité et sa flexibilité financières, des liquidités suffisantes des notations de crédit de première qualité et un accès facile aux marchés financiers; les attentes quant aux ressources internes d'AltaGas qui possèdent une expertise dans le domaine de la construction et quant à l'avantage concurrentiel apporté par cette expertise; les attentes quant à l'augmentation de l'utilisation de gaz naturel offrant des possibilités d'investissement et d'optimisation des actifs à AltaGas; les attentes à l'égard de la diminution de la demande des États-Unis pour l'importation de gaz, de LGN et de pétrole brut et les répercussions sur les revenus du secteur énergétique canadien; la conviction d'AltaGas que la diversification du marché de l'énergie est essentielle pour les producteurs canadiens; les attentes quant à l'approvisionnement en LGN, aux réserves de gaz naturel, à la demande de l'Asie pour ces produits et aux possibilités que cette offre et cette demande représentent pour investir dans des infrastructures à l'extérieur de l'Amérique du Nord; les attentes d'AltaGas quant à sa position unique pour fournir un service concurrentiel aux producteurs; l'expérience et la capacité d'AltaGas dans l'exploitation de terminaux d'exportation de GPL; la capacité d'AltaGas de mettre à la disposition des producteurs plusieurs points de distribution leur donnant accès aux marchés à valeur optimale; les attentes à l'égard de la diversité que procure aux producteurs l'accès au marché asiatique; les attentes quant à l'accès d'AltaGas aux marchés asiatiques, y compris par l'intermédiaire de sa relation avec Idemitsu; les attentes quant aux possibilités découlant de la hausse en Californie de la demande de sources d'énergie propre et à la position d'AltaGas pour tirer parti de ces possibilités; les attentes quant aux possibilités d'expansion et de renégociation des contrats et à la position d'AltaGas lui permettant de tirer parti de ces possibilités, y compris dans le nord de la Californie par suite de l'acquisition des centrales de San Joaquin et de Ripon, et dans le sud de la Californie étant donné que le site Pomona est approprié pour la future installation de stockage dans des batteries ou par suite de l'obtention d'options de réhabilitation fournies par l'emplacement des centrales Blythe Energy Center et des phases d'expansion possibles; les attentes quant à l'expansion du Blythe Energy Center; les attentes de nouveaux projets de développement et d'expansion des actifs électriques; les attentes d'investissement continu dans des territoires de forte croissance; la capacité d'AltaGas de procéder à un équilibrage de son portefeuille d'actifs d'infrastructures énergétiques et le calendrier prévu de cet équilibrage; les attentes d'avantages fournis par l'emplacement de la centrale Blythe et l'emplacement du site de Blythe II; les attentes quant à la croissance du secteur Services publics par suite d'une expansion des réseaux de distribution existants et des investissements dans ceux-ci, de l'acquisition de nouvelles franchises, du remplacement de combustibles par le gaz naturel et de l'aménagement de possibilités de stockage de gaz naturel; les attentes quant aux perspectives que la promotion des possibilités d'exportation d'énergie procurera des revenus plus élevés aux producteurs; les attentes à l'égard du BAIIA normalisé de 2017 (notamment la contribution attendue et les sources de production de chaque secteur d'activité); la croissance prévue du BAIIA normalisé et des liquidités provenant de l'exploitation normalisées (y compris par secteur d'activité); les attentes à l'égard de l'acquisition de WGL, y compris la date de clôture prévue, la capacité d'obtenir les approbations réglementaires et autres et le moment de l'obtention de ces approbations, la contrepartie en espèces globale, y compris les sources prévues de financement et la dette contractée sur la facilité de crédit-relais, les dessaisissements d'actifs prévus, les avantages attendus de l'acquisition de WGL, y compris le portefeuille d'actifs de l'entité issue du regroupement, la nature, le nombre la valeur et le moment des occasions de croissance et d'investissements qui se présentent à AltaGas, la qualité et le potentiel de croissance des actifs, l'objectif stratégique de l'entreprise, la base tarifaire combinée et la croissance de la base tarifaire; la capacité de l'entité issue du regroupement à cibler des marchés plus porteurs, les concessions à croissance élevée et d'autres marchés en croissance, les attentes à l'égard du terminal de GNL de Cove Point, y compris le calendrier d'achèvement prévu, la stabilité des flux de trésorerie et des activités d'AltaGas, le potentiel de croissance d'AltaGas dans le secteur médian, l'énergie propre, la production de gaz naturel et les services énergétiques de détail, le potentiel de croissance et la croissance attendue dans les formations de Montney et de Marcellus/Utica, l'utilisation prévu du produit de l'émission de reçus de souscription; les attentes à l'égard de l'installation Townsend, y compris les bénéfices prévus et les répercussions sur les bénéfices, la capacité d'AltaGas d'agrandir l'installation Townsend, de moderniser l'usine d'extraction de coupe lourde et le moment de cette modernisation; les attentes à l'égard de la phase 2 de Townsend et à l'infrastructure connexe, y compris les spécifications quant à la conception, la réalisation par phases ou l'aménagement d'un réseau ferroviaire, l'emplacement, la capacité, les coûts, l'engagement, les ententes fermes et les volumes de gaz attendus de Painted Pony, les paramètres de compression et les coûts de compression, et la capacité de raccordement au terminal de North Pine, les plans de transport, y compris les nouveaux pipelines de LGN et le moment de leur mise en activité commerciale et leur contribution aux bénéfices; les attentes quant à l'obtention d'une décision sur la demande d'injonction interlocutoire de BRFN; les attentes quant à l'aménagement du terminal d'exportation de propane proposé de Ridley Island, y compris les coûts

d'aménagement, la capacité de transport de propane, les avantages apportés par l'emplacement, la capacité d'expédition initiale, la capacité de raccordement, la qualité des options de transport, les sources d'approvisionnement en propane, la capacité d'AltaGas de construire de nouvelles usines et de réaliser de nouveaux projets, les attentes à l'égard des ententes tarifaires, les attentes de constituer le premier terminal d'exportation de propane sur la côte ouest de la Colombie-Britannique, les ventes et les achats de gaz de pétrole liquéfié à partir du terminal, la conclusion d'un contrat pluriannuel avec Astomos, les relations avec les Premières Nations et avec Astomos, les possibilités d'obtenir des investissements de tiers, les occasions de ventes sur le marché, les attentes visant les services répondant à la croissance de la demande en Asie et l'offre d'accès à de nouveaux marchés aux producteurs, et le moment de la construction et de la mise en activité commerciale; les attentes visant l'installation North Pine et les gazoducs North Pine, y compris les plans de construction, la réalisation par phases, la capacité de raccordement au réseau ferroviaire, à l'infrastructure existante d'AltaGas, au terminal proposé d'exportation de propane de Ridley Island et au terminal routier sur la route de l'Alaska, les caractéristiques des installations, l'emplacement, la capacité de traitement, les zones servies, le coût, la composition des produits transportés, le calendrier pour la préparation du site et sa mise en activité commerciale et les attentes concernant les volumes de gaz, l'engagement et le contrat de Painted Pony; les attentes à l'égard du projet de stockage de gaz naturel d'Alton, y compris la capacité de stockage de gaz naturel attendue, la capacité d'améliorer la fiabilité de l'approvisionnement en gaz aux clients de distribution d'AltaGas dans la région, la capacité de continuer de travailler de manière constructive avec les parties prenantes, le calendrier d'achèvement de la construction et de l'extraction par voie de solution et la date de mise en service; les attentes à l'égard des installations de traitement de gaz et de liquides à Montney, y compris les spécifications quant à la conception, la propriété, l'emplacement, les coûts, la capacité et l'accès au réseau ferroviaire du CN, le transport de propane au terminal d'exportation de propane de Ridley Island; les attentes quant à la capacité d'AltaGas d'obtenir des contrats et quant à la nature de ceux-ci, y compris leur durée et les engagements prévus, la capacité d'AltaGas de négocier et conclure des ententes définitives et de recevoir les approbations des organismes de réglementation, le moment prévu pour la conclusion des contrats définitifs et l'entrée en service, la prévision d'AltaGas que l'aménagement de cette installation élargira la clientèle d'AltaGas et soutiendra une croissance continue pour les stratégies d'AltaGas pour les services énergétiques intermédiaires et les exportations énergétiques; les attentes à l'égard de l'aménagement de l'installation de LGN Deep Basin, y compris le stade de mise en valeur, les caractéristiques de l'installation, le coût de l'emplacement, l'accès au réseau ferroviaire, la capacité de raccordement au terminal d'exportation de propane proposé de Ridley Island, la capacité d'appuyer la prise de décision d'investissement finale et d'établir une date cible, l'achèvement des études et l'obtention des permis; les attentes relatives au pipeline de raccordement Marquette, y compris le moment de la réception de l'approbation de la MPSC, de l'achèvement de la construction et de l'entrée en service; le coût, l'emplacement, la capacité de raccordement à des pipelines existants et les occasions d'offre de gaz; les attentes voulant qu'AltaGas soit bien placée pour financer son capital de croissance et tirer parti des possibilités de croissance à mesure qu'elles se présentent; les attentes à l'égard de la capacité d'AltaGas de financer ses projets et ses activités; les attentes à l'égard des besoins de l'État de la Californie en matière d'énergie; le potentiel d'appels d'offres dans les États de l'Ouest des États-Unis et le moment où les appels d'offres seront lancés, la possibilité pour les centrales Blythe et Sonoran d'offrir leurs services dans le cadre de ces appels d'offres et de se restructurer, de contracter à nouveau, de recourir à plusieurs modes de transport et de poursuivre d'autres occasions par des pourparlers bilatéraux ou autrement; les attentes quant au projet de stockage d'énergie Pomona d'AltaGas, y compris la capacité d'AltaGas d'exploiter l'installation, les possibilités d'expansion, la taille possible de l'expansion, la capacité prévue de stockage d'énergie et l'adéquation des ressources disponibles, la durée des batteries, les attentes à l'égard des paiements d'adéquation des ressources et de la capacité d'AltaGas à générer des produits additionnels à partir des batteries et à l'égard de l'incidence que les activités commerciales rentables auront sur AltaGas et ses bénéfices; les attentes à l'égard de l'installation actuelle de Pomona, y compris la capacité de réhabilitation, d'augmentation de sa capacité, de restructuration, le processus et le calendrier d'examen des demandes, la capacité de soumissionner dans le cadre d'appels d'offres à venir et de conclure d'autres ententes bilatérales ou de saisir d'autres occasions; les attentes à l'égard des centrales San Joaquin, y compris les contributions prévues à la croissance et l'incidence sur les bénéfices; les attentes quant aux centrales hydroélectriques du Nord-Ouest, y compris les contributions prévues aux bénéfices et les incidences saisonnières (y compris les variations des débits d'eau); l'incidence prévue sur les bénéfices de la vente d'actifs du secteur Gaz à Tidewater; les attentes quant aux volumes de gaz traités et à la cession d'actifs secondaires de moindre importance; les attentes quant à Petrogas, y compris les bénéfices et les dividendes de Petrogas et sa contribution à la croissance d'AltaGas; les attentes à l'égard des volumes au terminal Ferndale; les attentes quant au taux de change du dollar américain, aux contrats de change à terme, aux gains des opérations de couverture des prix des produits de base, à l'exposition aux différentiels de fractionnement, au recouvrement des prix des produits de base, aux conditions météorologiques normales et aux charges d'exploitation et

d'administration; les attentes relatives à la vente des gazoducs de transport EDS et JFP, y compris la date de clôture prévue et l'incidence sur les bénéfices; l'incidence des arrêts pour entretien sur les bénéfices et le moment de ces arrêts; les attentes quant aux bénéfices prévus du secteur Services publics, y compris la base tarifaire et l'accroissement de la clientèle, provenant de SEMCO Gas par suite de son programme de remplacement de canalisations principales, d'ENSTAR relativement à sa demande tarifaire de 2016 de Heritage Gas relativement à son programme de fidélisation des clients, la hausse de la consommation des clients, la baisse des produits liés au service de stockage interruptible de CINGSA; les attentes à l'égard de la date de la décision liée aux tarifs d'ENSTAR et à son incidence sur le BAIIA, les attentes à l'égard du progrès du processus d'appel de la décision rendue concernant le gaz trouvé de CINGSA; la fourchette des hausses de tarifs pour PNG; les attentes quant au moment de la mise en œuvre des tarifs pour AUI dans le cadre du régime de réglementation axée sur le rendement de deuxième génération et le moment du transfert de propriété d'Inuvik Gas; les attentes à l'égard de la capacité d'AltaGas à se concentrer sur l'amélioration de la productivité et la rationalisation des activités et les attentes à l'égard des modifications futures de conventions comptables et leur incidence sur les états financiers.

Ces énoncés comportent des risques connus et inconnus, des incertitudes et d'autres facteurs pouvant faire en sorte que les résultats ou les événements réels diffèrent considérablement de ceux qu'ils prévoient. Ces énoncés reflètent les vues actuelles d'AltaGas relativement à des événements futurs fondés sur certains facteurs et hypothèses importants et sont assujettis à des risques et à des incertitudes, y compris, sans s'y limiter, des changements à l'égard de la concurrence, de l'évolution du cadre législatif et réglementaire du gouvernement ou des collectivités autochtones; des changements de loi fiscale; des fluctuations des prix des produits de base, des taux d'intérêt ou de change, de l'accès aux marchés financiers, de la conjoncture économique en général; des changements dans le contexte politique; des modifications apportées aux lois et règlements sur l'environnement et à d'autres lois et règlements; le coût de la main-d'œuvre, du matériel et des matériaux; et d'autres facteurs énoncés dans les documents d'information continue d'AltaGas.

Plusieurs facteurs pourraient entraîner des écarts entre les résultats, le rendement ou les réalisations réels d'AltaGas ou de l'un de ses secteurs 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. Ces énoncés sont formulés uniquement en date du présent rapport de gestion. AltaGas n'a pas l'intention de les mettre à jour et n'y est pas tenue, sauf exigence de la loi. Les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion sont présentés expressément sous réserve de la présente mise en garde.

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

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

ORGANISATION D'ALTAGAS

Les entreprises d'AltaGas sont exploitées par AltaGas et plusieurs de ses filiales, y compris, sans s'y limiter, AltaGas Services (U.S.) Inc.; relativement aux activités gazières, AltaGas Extraction and Transmission Limited Partnership, AltaGas Pipeline Partnership, AltaGas Processing Partnership, AltaGas Northwest Processing Limited Partnership et Harmattan Gas Processing Limited Partnership; relativement aux activités de production d'électricité, Coast Mountain Hydro Limited Partnership, Blythe Energy Inc. (Blythe) et AltaGas San Joaquin Energy Inc. et, relativement aux services publics, AltaGas Utilities Inc. (AUI),

Heritage Gas Limited (Heritage Gas), Pacific Northern Gas Ltd. (PNG), et SEMCO Energy, Inc. (SEMCO). SEMCO exerce ses activités de distribution de gaz naturel au Michigan, sous la dénomination SEMCO Energy Gas Company (SEMCO Gas), et ses activités de distribution de gaz naturel en Alaska, sous la dénomination ENSTAR Natural Gas Company (ENSTAR).

APERÇU DES ACTIVITÉS

AltaGas, une société canadienne, est une entreprise d'infrastructures énergétiques diversifiée dont les activités consistent principalement à détenir et à exploiter des actifs dans le but d'offrir de l'énergie propre et abordable à ses clients en Amérique du Nord. La stratégie d'AltaGas est fondée sur une forte croissance de l'offre de gaz naturel et une croissance de la demande d'énergie propre. AltaGas compte trois secteurs d'activité :

- Le secteur Gaz, qui extrait plus de 2 gpc/j de gaz naturel et comprend la collecte et le traitement de gaz naturel, l'extraction et la séparation de liquides de gaz naturel (LGN), le transport, le stockage et la commercialisation du gaz naturel et des LGN, ainsi qu'une participation indirecte de 33 1/3 % détenue par la Société dans Petrogas Energy Corp. (Petrogas), par l'entremise de laquelle elle détient une participation dans le terminal Ferndale.
- Le secteur Électricité, qui a une capacité de production brute de 1 688 MW en Amérique du Nord, générée par des actifs alimentés par du gaz naturel et des sources renouvelables, ainsi qu'une capacité de stockage de 20 MW.
- Le secteur Services publics, qui sert plus de 570 000 clients en livrant du gaz naturel propre et abordable aux particuliers et aux entreprises par l'intermédiaire d'entreprises de services publics à tarifs réglementés de distribution de gaz naturel à l'échelle de l'Amérique du Nord et d'une entreprise de services publics à tarifs réglementés de stockage de gaz naturel aux États-Unis qu'il détient.

Au 31 décembre 2016, la valeur d'entreprise d'AltaGas s'établissait à plus de 10 milliards de dollars. Dotée de liens physiques et économiques le long de la chaîne de valeur énergétique, et forte de son effectif expérimenté et compétent de plus de 1 600 personnes, de l'efficacité, de la fiabilité et de la rentabilité de ses actifs, de sa connaissance du marché et de sa discipline financière, AltaGas a offert des rendements solides, stables et prévisibles à ses investisseurs. AltaGas vise surtout à maximiser la rentabilité de ses actifs, en ajoutant des services complémentaires à ses secteurs d'activité existants, et en assurant son expansion au moyen de l'acquisition et de la mise en valeur d'infrastructures énergétiques.

FAITS SAILLANTS DE LA CROISSANCE EN 2016

- En date du 1^{er} janvier 2016, AltaGas a fait l'acquisition de la participation restante de 51 % dans Edmonton Ethane Extraction Plant (EEEP).
- Le 24 mai 2016, AltaGas LPG Limited Partnership, filiale en propriété exclusive, a conclu un protocole d'entente avec Astomos Energy Corporation (Astomos) établissant les principales modalités commerciales de la vente et de l'achat de gaz de pétrole liquéfié (GPL) du terminal d'exportation de propane de Ridley Island. En octobre 2016, l'Office national de l'énergie (ONÉ) a accordé un permis d'exportation d'une durée de 25 ans pour l'exportation d'un maximum de 1,35 million de tonnes de propane par année.
- Au troisième trimestre de 2016, le complexe intégré du secteur médian a été mis en activité commerciale, à Townsend, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, y compris pour l'installation de traitement de gaz de coupe légère d'une capacité de 198 mmpc/j (l'installation Townsend), le pipeline de collecte de gaz, les pipelines d'évacuation de LGN et le terminal routier.
- En octobre 2016, le conseil d'administration a approuvé une décision d'investissement finale positive en vue de construire, de détenir et d'exploiter l'installation de séparation de LGN North Pine (l'installation North Pine).
- Le 15 décembre 2016, SEMCO Gas a demandé à la Michigan Public Service Commission (MPSC) l'autorisation de construire, posséder et exploiter le pipeline de jonction Marquette (le PJM). Le coût en capital estimé du PJM est d'environ 135 à 140 millions de dollars US.
- Le 16 décembre 2016, AltaGas a reçu le permis de la British Columbia Oil and Gas Commission (BCOGC) pour construire les gazoducs North Pine.

- Le 19 décembre 2016, AltaGas a reçu de la BCOGC l'autorisation réglementaire pour doubler la capacité de l'installation Townsend, la portant à 396 mmpc/j, et transformer l'installation Townsend de coupe légère d'une capacité de 198 mmpc/j en installation de coupe profonde à une date future.
- Le 31 décembre 2016, l'installation de stockage d'énergie d'une capacité de 20 MW à Pomona, en Californie (l'installation de stockage d'énergie Pomona) a été mise en activité commerciale aux termes du contrat de stockage d'énergie en fonction de l'adéquation des ressources avec Southern California Edison (SCE).

FAITS SAILLANTS FINANCIERS EN 2016

(Comprennent des mesures non conformes aux PCGR; se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux PCGR» du présent rapport de gestion)

- Le BAIIA normalisé s'est établi à 701 millions de dollars, une augmentation de 20 % par rapport à 582 millions de dollars en 2015.
- Les liquidités provenant de l'exploitation normalisées se sont établies à 554 millions de dollars (3,52 \$ par action), une hausse de 18 % en regard de 470 millions de dollars (3,41 \$ par action) en 2015.
- Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires s'est établi à 155 millions de dollars (0,99 \$ par action), comparativement à 10 millions de dollars (0,07 \$ par action) en 2015.
- Le bénéfice net normalisé a atteint 153 millions de dollars (0,98 \$ par action), une hausse de 9 % par rapport à 140 millions de dollars (1,02 \$ par action) en 2015.
- La dette nette était de 3,9 milliards de dollars au 31 décembre 2016, comme au 31 décembre 2015.
- Le ratio d'endettement était de 46 % au 31 décembre 2016, par rapport à 48 % au 31 décembre 2015.
- Le 29 février 2016, AltaGas a conclu la vente de certains actifs de collecte et de traitement de gaz naturel secondaires du secteur Gaz à Tidewater Midstream and Infrastructure Ltd. (Tidewater) situés principalement dans le centre et le centre-nord de l'Alberta, représentant une capacité autorisée de traitement de gaz naturel brut totale d'environ 490 mmpc/j, pour une contrepartie brute totale se composant de 30 millions de dollars en trésorerie et d'environ 43,7 millions d'actions ordinaires de Tidewater (la vente d'actifs du secteur Gaz à Tidewater).
- Le 7 avril 2016, AltaGas a émis des billets à moyen terme non garantis de premier rang de 350 millions de dollars. Les billets portent intérêt au taux nominal de 4,12 % et viennent à échéance le 7 avril 2026.
- Le 6 juin 2016, AltaGas a clôturé un appel public à l'épargne visant l'émission de 14 685 000 actions ordinaires, dans le cadre d'un placement par prise ferme, à un prix d'émission de 30 \$ par action ordinaire, pour un produit brut total d'environ 440 millions de dollars.
- En juin 2016, AltaGas a achevé une restructuration aux termes de laquelle elle a réduit la main-d'œuvre totale des entreprises autres que de services publics d'environ 10 % (la restructuration de la main-d'œuvre). Les charges de restructuration avant impôts engagées ont totalisé environ 7 millions de dollars. Sur une base annualisée, les charges d'exploitation et d'administration devraient diminuer d'environ 7 millions de dollars.
- Le 29 juin 2016, AltaGas a investi directement 150 millions de dollars visant la souscription de 6 000 000 d'actions privilégiées convertibles à dividende cumulatif rachetables (les actions privilégiées de Petrogas) auprès de Petrogas Energy Corp. (Petrogas). Ces actions privilégiées de Petrogas ne comportent pas de droit de vote, mais permettent à AltaGas de recevoir des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs fixes à un taux de 8,5 % par année, payables trimestriellement.
- Le 20 juillet 2016, le conseil d'administration a approuvé une hausse de 6,1 % du dividende, soit de 0,01 \$, pour le faire passer à 0,175 \$ par action ordinaire par mois (2,10 \$ par action ordinaire par année), avec prise d'effet pour le dividende d'août.
- En juillet 2016, la Regulatory Commission of Alaska (RCA) a approuvé la demande d'augmentation provisoire et remboursable des tarifs d'ENSTAR, avec prise d'effet le 1^{er} août 2016, les tarifs définitifs devant être fixés en 2017.
- En septembre 2016, le Nova Scotia Utility and Review Board (NSUARB) a approuvé le programme de fidélisation des clients de Heritage Gas.
- Le 8 décembre 2016, AltaGas a reporté d'un an la date d'échéance de sa facilité de crédit syndiquée de 1,4 milliard de dollars, soit au 15 décembre 2020, et a obtenu une nouvelle facilité de crédit renouvelable prorogeable de 300 millions de dollars américains auprès de certaines institutions financières dont la date d'échéance est fixée au 8 décembre 2019.

- En mars 2016, ASTC Power Partnership (ASTC), coentreprise d'AltaGas Pipeline Partnership et de TransCanada Energy Ltd., a avisé le Balancing Pool de la résiliation des ententes d'achat d'électricité de Sundance B visant les unités 3 et 4 de Sundance B (collectivement, les EAE de Sundance B). Le 16 décembre 2016, AltaGas Pipeline Partnership et le gouvernement de l'Alberta ont signé un accord de règlement définitif quant à la résiliation des EAE de Sundance B.

VISION ET OBJECTIF D'ALTAGAS

AltaGas a pour vision d'être un chef de file des entreprises diversifiées d'infrastructure énergétique en Amérique du Nord. L'objectif global de la Société est de générer des rendements économiques supérieurs en investissant dans des actifs énergétiques durables à faible risque. La Société s'appuie sur des actifs visés par des contrats avec des contreparties solides et sur des actifs réglementés assortis de rendements stables et de flux de trésorerie à long terme. La diversification accroît la stabilité des bénéfices et des flux de trésorerie et réduit l'exposition d'AltaGas à la volatilité des marchés des produits de base. Les bénéfices d'AltaGas sont soutenus par trois secteurs d'activité, et chaque secteur diversifie son activité à son tour, soit par types de clients et de services pour le secteur Gaz, par sources de combustible, par types de clients et par régions géographiques pour le secteur Électricité, et par territoires réglementaires pour le secteur Services publics. La Société cherche également à élargir ses activités par des acquisitions et une croissance interne afin de soutenir davantage la croissance du capital et des dividendes. AltaGas croit que, à long terme, l'offre abondante de gaz naturel en Amérique du Nord et la hausse de la demande mondiale d'énergie propre continueront d'ouvrir d'autres avenues de croissance soutenue pour tous ses secteurs d'activité. Le service, la sécurité et la fiabilité de niveau supérieur font également partie intégrante de la proposition de valeur d'AltaGas à ses clients.

STRATÉGIE

La stratégie d'AltaGas consiste à investir dans des occasions créées par la renaissance du gaz naturel en Amérique du Nord et par la montée de la demande d'énergie propre à l'échelle mondiale en étant propriétaire et exploitant d'un portefeuille diversifié d'actifs dans les secteurs du gaz, de l'électricité et des services publics.

Pour le secteur Gaz, la stratégie d'AltaGas est d'offrir des services intégrés du secteur médian aux clients tout le long de la chaîne de valeur énergétique. Dans le cadre de sa stratégie, la Société acquiert des installations de collecte et de traitement de gaz auprès de producteurs, ou en leur nom, ou en construit pour des producteurs qui préfèrent réaffecter leur capital à des activités d'exploration et de production plutôt qu'à des activités secondaires, comme les services intermédiaires. AltaGas cherche à acheminer du gaz naturel et des LGN vers des marchés clés, dont l'Asie. AltaGas est bien positionnée pour générer une hausse des revenus des producteurs de LGN en établissant un carrefour d'approvisionnement en énergie dans l'Ouest canadien situé dans le nord-est de la Colombie-Britannique, grâce au terminal d'exportation de propane de Ridley Island actuellement en cours d'aménagement, et grâce à sa participation dans Petrogas et dans le terminal Ferndale. AltaGas vise à aménager et à exploiter d'importants projets d'infrastructure gaziers à moindres coûts. Le 25 janvier 2017, la Société a annoncé l'acquisition imminente de WGL Holdings, Inc. (WGL). WGL exerce des activités intermédiaires en pleine croissance au moyen d'investissements dans des infrastructures de collecte de gaz et de gazoducs réglementés sur la formation gazière Marcellus/Utica, dans le nord-est des États-Unis, qui offrent des capacités de liaisons pour l'exportation d'énergie par voie maritime, à partir de la côte Atlantique de l'Amérique du Nord en utilisant le terminal proposé de GNL de Cove Point, dans le Maryland, qui est actuellement en construction par un tiers et qui devrait être opérationnel à la fin de 2017. L'entreprise issue du regroupement aura une situation privilégiée du fait de ses actifs gaziers clés de secteur médian dans les formations gazières Marcellus/Utica et Montney, deux des plus riches bassins de gaz naturel d'Amérique du Nord. La rubrique «Événements récents» du présent rapport de gestion contient plus d'information sur l'acquisition imminente de WGL.

Pour le secteur Électricité, la stratégie consiste à construire, acquérir et exploiter un portefeuille diversifié d'actifs d'énergie propre qui réduisent l'empreinte carbone de la Société, ainsi qu'à répondre à la demande d'énergie propre en Amérique du Nord. L'accent est plus particulièrement mis sur des énergies renouvelables à coût de plus en plus compétitif et des infrastructures complémentaires d'équilibrage des charges critiques à l'échelle de l'Amérique du Nord, puisque d'importantes centrales alimentées au charbon et centrales nucléaires de production de base devraient être démantelées au cours des

dix prochaines années. AltaGas est bien positionnée pour profiter de cette occasion. L'acquisition imminente de WGL par la Société cadre avec cette stratégie sur le plan synergétique. WGL possède une entreprise en croissance d'activités non réglementées de vente sous contrat d'électricité, concentrées dans des actifs de production distribuée et d'efficacité énergétique à l'échelle des États-Unis. WGL possède aussi une entreprise de commercialisation de gaz et d'électricité qui compte environ 260 000 clients dans cinq États des États-Unis. La rubrique «Événements récents» du présent rapport de gestion contient plus d'information sur l'acquisition imminente de WGL.

Pour le secteur Services publics, la Société vise à trouver des innovations afin de continuer à livrer du gaz naturel propre et abordable à encore plus de clients, et ce, de façon sécuritaire et fiable. AltaGas cherche surtout à faire croître la base tarifaire en ajoutant des clients, notamment des centrales électriques dans les territoires qu'elle dessert, et à améliorer et à mettre à niveau les infrastructures existantes afin de répondre à la demande croissante des secteurs résidentiel et commercial. La Société cherche également à conclure des acquisitions ou des cessions stratégiques dans le secteur des services publics lorsque les occasions se présentent. La rubrique «Événements récents» du présent rapport de gestion contient plus d'information sur l'acquisition imminente de WGL, qui est l'unique actionnaire ordinaire de Washington Gas Light Company (Washington Gas), service public réglementé de gaz naturel dont le siège social est à Washington, qui sert plus de 1,1 million de clients au Maryland, en Virginie et dans le District de Columbia.

Fait partie intégrante de la stratégie d'AltaGas son souci de préserver sa solidité et sa flexibilité financières, ses notes de première qualité et un accès facile aux marchés financiers.

AltaGas s'efforce d'utiliser les meilleures pratiques et technologies disponibles pour les systèmes de gestion de l'intégrité, la maintenance et l'exploitation afin d'atténuer les risques pour les clients, le public, les employés et l'environnement. Mener ses activités de manière sécuritaire et fiable représente le principe fondamental d'AltaGas. AltaGas a la capacité et les ressources internes pour achever les projets d'investissements dans les délais impartis et sans dépasser le budget, en partenariat avec des Premières Nations et des intervenants de la communauté. En interne, les ressources d'AltaGas possèdent une expertise pointue dans le domaine de la construction, comme l'a démontré la réussite de la construction de projets représentant plus de 2,0 milliards de dollars au cours des derniers exercices, ce qui représente un avantage concurrentiel de taille. La rentabilité et le rendement de l'exploitation solide sont les inducteurs de croissance de la valeur, alors que la Société continue d'élargir son portefeuille d'actifs. Les principales initiatives continuent de porter sur l'acquisition de compétences en matière de gestion des coûts, notamment la mise à niveau des systèmes de suivi des coûts et la mise en place de stratégies d'approvisionnement axées sur les meilleures pratiques.

Conformément à son mandat qui consiste à surveiller et à assurer l'orientation stratégique de la Société, le conseil d'administration d'AltaGas (le Conseil) revoit chaque année la stratégie de la Société. AltaGas évalue constamment les tendances macroéconomiques et microéconomiques ayant une incidence sur ses activités et cherche les occasions de créer de la valeur pour ses actionnaires, notamment au moyen d'acquisitions, de cessions ou d'autres opérations stratégiques. Les occasions d'affaires qu'AltaGas décide de poursuivre doivent satisfaire à des critères sur les plans stratégique, opérationnel et financier.

Acquérir et exploiter une infrastructure énergétique

Les bases de l'offre et de la demande de gaz naturel et la demande d'énergie propre ont toujours formé les assises de la stratégie de la Société. Or, les bases de l'offre et de la demande ont changé ces dernières années. L'offre abondante de gaz naturel en Amérique du Nord, alimentée par l'utilisation de nouvelles technologies qui ont amélioré la rentabilité des gisements gazéifères non traditionnels, a été une bonne nouvelle pour les ménages en Amérique du Nord et a suscité un renouveau d'intérêt pour le gaz naturel en tant que carburant à combustion propre et économique. Par conséquent, l'utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité et des usages domestiques, commerciaux et industriels a considérablement augmenté, offrant ainsi aux secteurs Gaz, Électricité et Services publics d'AltaGas des possibilités importantes d'investissement et d'optimisation des actifs.

Le Canada produit un surplus de gaz, de LGN et de pétrole brut. Les États-Unis sont habituellement le seul marché d'exportation pour ce surplus, mais étant donné que les États-Unis ont maintenant un surplus de ces produits, la demande américaine pour

leur importation a reculé. Par conséquent, ils représentent une source de revenus moins attrayante pour les producteurs canadiens. AltaGas est d'avis que la diversification du marché de l'énergie est essentielle pour le secteur énergétique canadien. Les investissements dans des infrastructures d'exportation pour atteindre des marchés à l'extérieur de l'Amérique du Nord donnent aux producteurs canadiens la possibilité d'aligner l'offre constituée des immenses réserves de gaz naturel et de LGN et la demande croissante en Asie. AltaGas se trouve dans une position unique pour rendre, à des coûts concurrentiels, des services aux producteurs tout le long de la chaîne de valeur intégrée, de la tête de puits jusqu'aux côtes, par l'intermédiaire des terminaux d'exportation. L'accès aux marchés de l'Asie peut représenter une diversité des marchés pour les producteurs, en particulier ceux qui développent les vastes gisements Montney et Duvernay dans le nord-est de la Colombie-Britannique et dans l'ouest de l'Alberta. Grâce à la construction du terminal d'exportation de propane de Ridley Island, AltaGas sera bien placée pour mettre à la disposition des producteurs plusieurs points de distribution de leurs produits sur les marchés à valeur optimale. AltaGas possède l'expérience en matière d'exploitation de terminaux d'exportation de GPL et exploite le terminal Ferndale. AltaGas a accès aux marchés asiatiques par l'intermédiaire d'Idemitsu Kosan Co., Ltd. (Idemitsu) qui a une participation de 51 % dans Astomos, le principal importateur de GPL du Japon (Mitsubishi Corporation possède les 49 % restants d'Astomos).

En Amérique du Nord, les sources de production d'électricité propre très flexible ont été plus en demande comme complément à l'importante croissance des énergies renouvelables, en plus de compenser en partie la baisse de la production d'électricité des centrales au charbon et des centrales nucléaires. AltaGas est bien positionnée pour profiter de cette occasion. En Californie, le California Independent System Operator (CAISO) a indiqué qu'il faudra une capacité de charge de pointe ayant un temps de réponse souple et rapide pouvant atteindre jusqu'à 15 000 MW afin de répondre à la norme actuelle de 50 % relative au portefeuille renouvelable de la Californie d'ici 2030, compte tenu des mises hors service planifiées de centrales au gaz dotées de systèmes de refroidissement à passage unique, de même que des mises hors service planifiées des centrales nucléaires de Diablo Canyon et de San Onofre. Étant donné la mise hors service de centrales traditionnelles et de la variabilité grandissante d'un portefeuille d'actifs d'énergie renouvelable en croissance, il y a une augmentation de la demande pour des actifs de production et de stockage d'énergie. Dans le nord de la Californie, la stratégie de la Société vise à détenir des actifs de production dans des régions enclavées localement et proches des bassins de chargement, puisque les besoins adéquats en ressources dans ces régions entraînent un accroissement des possibilités d'expansion, de renouvellement des contrats et de stockage d'énergie. AltaGas est bien positionnée dans le nord de la Californie avec l'acquisition des installations San Joaquin et Ripon en 2015. Dans le sud de la Californie, il y a eu une hausse de la demande pour des ressources non gazières adéquates, comme en témoigne l'appel d'offres d'espaces de stockage au Aliso Canyon qui a mené au choix d'un soumissionnaire et à la construction et à la mise en service de l'installation de stockage d'énergie Pomona, dans la partie est du bassin de chargement Los Angeles. Le site convient aussi pour l'aménagement futur d'une nouvelle installation de stockage de batteries, ou encore pour une réhabilitation avec un choix de turbine au gaz plus souple et plus efficace. À l'est de Pomona, près de la frontière séparant le sud de la Californie et l'Arizona, AltaGas est bien positionnée à l'intersection des lignes de transport offrant de nombreuses options disponibles pour les contreparties aux contrats. L'emplacement du Blythe Energy Center ainsi que celui des phases d'expansion possibles permettent une livraison de la production aux clients des marchés du CAISO, et d'autres États voisins comme l'Arizona à l'intérieur du Western Area Power Administration (WAPA). La Société s'attend à ce que de nouvelles occasions de développement et d'expansion sur des friches comme le terrain sur lequel s'est récemment achevée la construction de l'installation de stockage d'énergie Pomona.

Dans le secteur Services publics, la croissance devrait passer par l'expansion des réseaux de distribution existants en vue de recruter de nouveaux clients, l'acquisition de nouvelles franchises lorsqu'elles s'avèrent rentables ou stratégiques, et le remplacement de combustibles par le gaz naturel abondant qui offre une source d'énergie de remplacement propre et peu coûteuse. En outre, le secteur Services publics continue d'investir dans les réseaux de distribution par des programmes de remplacement de gazoducs et d'amélioration des réseaux pour assurer un service sécuritaire et fiable aux clients d'AltaGas. Le projet de stockage de gaz naturel Alton en cours de construction en Nouvelle-Écosse aidera à accroître la fiabilité de l'offre pour les clients de distribution du gaz naturel d'AltaGas dans cette région.

Préserver la solidité et la flexibilité financières

Une discipline financière et une gestion de risque efficace sont les pierres angulaires de la stratégie de la Société. AltaGas recherche un équilibre entre le risque et le rendement, veillant à ce que le rendement soit raisonnable par rapport au niveau de risque. La stratégie financière d'AltaGas consiste à s'assurer que la Société dispose de liquidités suffisantes pour répondre à

ses besoins de capitaux et à veiller à les obtenir au coût le plus bas possible. À titre d'entreprise d'infrastructures énergétiques axée sur la croissance, AltaGas crée de la valeur pour ses investisseurs en réduisant au minimum le coût du capital et en maximisant le rendement du capital investi, ce qui assure le maintien et la croissance des flux de trésorerie d'exploitation. La Société établit des plans et des stratégies de financement afin d'obtenir des notations de crédit de première qualité, de diversifier ses sources de financement et de préserver un accès facile aux marchés financiers.

Le modèle de gestion de la Société doit notamment sa fiabilité à la réduction de l'exposition à certains risques de marché et à un risque lié au volume. Outre sa stratégie de diversification, la Société a élaboré des processus de gestion des risques efficaces qui lui permettent de contenir la volatilité du bénéfice résultant des risques liés au prix des produits de base et du risque lié au volume. AltaGas continue de couvrir de façon proactive les risques de taux de change et de prix des produits de base, lorsqu'il est prudent de le faire. En outre, la gestion continue du risque de crédit de contrepartie demeure une priorité constante. AltaGas atténue le risque de change découlant de ses investissements aux États-Unis en incluant des capitaux libellés en dollars américains, à la fois des titres de créance et des actions privilégiées, dans sa stratégie de financement.

Continuer d'accroître la capacité organisationnelle pour soutenir la stratégie

AltaGas reconnaît que certaines compétences de base sont requises pour assurer la réussite de l'exploitation et de la mise en valeur d'une infrastructure énergétique. Pour ce faire, la Société continue de mettre l'accent sur le recrutement et la formation de personnes compétentes pour mettre en œuvre sa stratégie, et de s'assurer que les processus de gestion de la performance soutiennent l'objectif à long terme de créer de la valeur pour les actionnaires. Plusieurs changements ont été effectués à la direction en 2016 en raison de départs à la retraite prévus. Des programmes de succession sont en place pour assurer la continuité et une transition en douceur afin de positionner la Société pour sa prochaine étape de croissance.

MISE EN ŒUVRE DE LA STRATÉGIE

AltaGas a réussi la mise en œuvre de sa stratégie consistant à créer de la valeur pour ses actionnaires et à maintenir sa solidité et sa souplesse financières, ses actifs étant passés de moins de 4 milliards de dollars il y a cinq ans à plus de 10 milliards de dollars à la fin de 2016. Au cours des cinq derniers exercices, la Société a déclaré un taux de croissance annuel composé respectivement de 21 % et de 9 % pour le BAIIA normalisé et pour les dividendes par action. AltaGas obtient un équilibre efficace entre le rendement et la croissance. L'acquisition imminente de WGL cadre avec la vision à long terme d'AltaGas qui consiste à renforcer la stratégie en ciblant des actifs durables de grande qualité et à faible risque afin de bâtir un portefeuille à long terme d'activités diversifiées en croissance. L'acquisition imminente devrait accélérer la croissance de la Société afin de porter le total de l'actif à plus de 22 milliards de dollars, l'actif de la base tarifaire à un montant estimé à 4,5 milliards de dollars, et le total des clients de services publics à environ 1,7 million. AltaGas prévoit continuer d'investir dans des territoires à fort taux de croissance et compte avoir un portefeuille équilibré d'actifs d'infrastructures énergétiques à moyen ou long terme. Les perspectives de croissance intéressantes de chaque secteur d'activité de WGL, soit les services publics, les gazoducs et les systèmes énergétiques commerciaux, dont la quasi-majorité sont réglementés ou visés par des contrats à long terme, sont complémentaires à la vision à long terme d'AltaGas. Veuillez consulter la rubrique «Événements récents» du présent rapport de gestion pour obtenir plus d'information.

La stratégie d'AltaGas continue d'être axée sur la croissance de son portefeuille de production d'énergie propre qui est fortement externalisée. La résiliation des EAE de Sundance B a permis à AltaGas de compléter la conversion de son secteur Électricité afin de devenir un fournisseur d'énergie propre, 74 % de la production provenant d'installations au gaz et environ 26 %, de sources renouvelables. Au quatrième trimestre de 2016, AltaGas a mis en service en toute sécurité l'installation de stockage d'énergie Pomona, située dans la partie est du bassin de Los Angeles, dans le sud de la Californie. L'installation de stockage de batteries au lithium-ion qui, dès sa mise en service était la plus importante en son genre d'Amérique du Nord, a été bâtie en réponse directe à l'ordre de la California Public Utilities Commission (CPUC) de produire de façon accélérée des ressources de stockage d'énergie à grande échelle pouvant être raccordées au réseau électrique, étant donné le risque d'interruption du service de distribution d'électricité causé par l'arrêt des activités à Alison Canyon. L'installation de stockage d'énergie Pomona est visée par une ESA de 10 ans avec SCE, aux termes de laquelle AltaGas recevra des paiements mensuels fixes d'adéquation des ressources et conservera le droit de dégager des revenus supplémentaires sur l'énergie et les services auxiliaires fournis grâce aux batteries au lithium-ion. Aux termes de l'ESA, AltaGas fournira à SCE une capacité en fonction de l'adéquation des

ressources de 20 MW pour une période continue de quatre heures, soit l'équivalent d'une capacité de décharge d'électricité de 80 MWh. Le succès de l'installation de stockage d'énergie Pomona fait de la Société un leader dans le secteur en croissance du stockage d'énergie, en plus d'être une vitrine pour la capacité d'AltaGas de réaliser sa stratégie, puisqu'elle est bien positionnée pour tirer parti de la transformation du marché de l'énergie en Californie, tout en donnant une vocation utile à une friche pendant qu'AltaGas continue de reconfigurer son installation au gaz Pomona existante, d'une capacité de 44 MW.

De nouvelles améliorations ont été apportées aux centrales hydroélectriques du Nord-Ouest, dans lesquelles AltaGas a investi 1 milliard de dollars, y compris de nombreuses améliorations aux systèmes opérationnels et mécaniques destinées à améliorer l'efficacité et la fiabilité. Les améliorations continues, en particulier celles apportées à Forrest Kerr, optimisent la valeur puisque les actifs peuvent à présent fonctionner dans une variété de conditions environnementales. En 2016, la productivité des installations a augmenté de plus de 15 %, et même si la baisse saisonnière des débits a réduit la production totale, l'état des installations dès le début de 2017 est plus susceptible de faire augmenter la production.

Pour sa stratégie de services intégrés dans le nord-est de la Colombie-Britannique, AltaGas continue d'avancer sur différents fronts. La construction de l'installation Townsend a été achevée plus tôt que prévu et en deçà du budget, et cet actif important a été mis en service en juillet 2016. En octobre 2016, AltaGas a annoncé la décision d'investissement finale quant à l'installation North Pine, une installation de séparation et de traitement de LGN près de Fort St. John, en Colombie-Britannique, qui servira à l'installation Townsend et aux autres producteurs de la région de Montney. Ce site est bien relié par voie ferrée et sa situation est idéale pour approvisionner le terminal d'exportation de propane de Ridley Island. AltaGas s'efforce de répondre aux besoins des producteurs en matière de nouveaux marchés et d'accroissement des revenus en faisant progresser les projets d'exportation d'énergie. Le 3 janvier 2017, AltaGas a annoncé une décision d'investissement finale positive pour la construction du terminal d'exportation de propane de Ridley Island, situé sur Ridley Island, près de Prince Rupert, en Colombie-Britannique. Cette installation d'exportation de propane devrait être le premier terminal d'exportation de GPL sur la côte ouest du Canada, et devrait expédier jusqu'à 1,2 million de tonnes par année. Se reporter à la rubrique «Capital de croissance» du présent rapport de gestion pour obtenir des informations détaillées sur ces projets.

Grâce à ses cinq concessions indépendantes avec des entreprises de services publics à l'échelle de l'Amérique du Nord, AltaGas vise à continuer de livrer de l'énergie propre et abordable aux clients, et ce, de façon sécuritaire et fiable. En 2016, AltaGas a obtenu une croissance de sa clientèle pour tous les services publics et a fait croître la base tarifaire en élargissant son infrastructure au moyen de programmes de mise à niveau des systèmes et de possibilités de croissance interne.

En 2016, la Société a préservé sa solidité et sa souplesse financières grâce à divers flux de trésorerie générés en interne, et son régime de réinvestissement des dividendes et d'achat au comptant facultatif Premium Dividend^{MC} (RRD) et à l'émission de titres de capitaux propres et de créance à long terme pour un montant d'environ 790 millions de dollars. Au cours de l'exercice, AltaGas a émis des actions ordinaires d'un montant en capital d'environ 440 millions de dollars et des billets à moyen terme d'un montant en capital de 350 millions de dollars. AltaGas a préservé une liquidité suffisante et un bilan solide tout au long de l'exercice et a clôturé 2016 avec une capacité d'emprunt disponible d'environ 1,6 milliard de dollars aux termes de ses facilités de crédit et un ratio d'endettement de 46 %. AltaGas a commencé 2017 avec une situation solide pour faire le plein de capital de croissance et tirer parti des occasions de croissance comme l'acquisition imminente de WGL. Veuillez consulter la rubrique «Événements récents» du présent rapport de gestion.

Au cours de 2016, le conseil d'administration a approuvé une augmentation du dividende d'environ 6 %, de sorte que le dividende est passé de 1,98 \$ par action à 2,10 \$ par action sur une base annuelle. Cette augmentation du dividende reflète le succès des dernières acquisitions d'actifs d'AltaGas dans tous ses secteurs d'activité ainsi que la stabilité et la durabilité de ses flux de trésorerie.

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

PERSPECTIVES POUR 2017

À l'heure actuelle, AltaGas prévoit que le BAIIA normalisé pour 2017 croîtra d'environ un peu moins de 10 %, par rapport à celui de 2016. Les secteurs d'activité devraient tous trois participer à la croissance annuelle en 2017, le secteur Gaz devant atteindre la croissance du BAIIA la plus élevée, devant le secteur Électricité et le secteur Services publics. Les secteurs Électricité et Services publics devraient générer environ 75 % du BAIIA normalisé. Les facteurs suivants devraient contribuer le plus à la croissance du BAIIA en 2017 :

- Une année complète d'activité commerciale pour l'installation Townsend;
- Une hausse des bénéfices provenant des volumes exposés aux différentiels de fractionnement par suite d'une remontée attendue des prix des produits de base;
- L'apport de l'installation de stockage d'énergie Pomona, mise en activité commerciale le 31 décembre 2016;
- Une hausse des bénéfices attendus des centrales hydroélectriques du Nord-Ouest du fait d'une amélioration continue de l'efficacité opérationnelle et des augmentations prévues des prix contractuels;
- Une hausse des bénéfices attendus de Petrogas, y compris une année complète de dividendes sur les actions privilégiées de Petrogas;
- Des conditions météorologiques normales en 2017, par rapport à des conditions météorologiques défavorables en 2016;
- Une diminution des charges d'exploitation et d'administration due à des initiatives d'économie de coûts, y compris les économies attribuables à la restructuration de la main-d'œuvre réalisée en 2016;
- L'apport partiel de la phase 2 de Townsend qui sera mise en activité commerciale au quatrième trimestre de 2017.

La croissance globale du BAIIA attendue pour 2017 comprend une cession prévue d'actifs des réseaux de distribution d'éthylène et d'actifs de pipeline de transport du réseau Joffre Feedstock Pipeline (JFP) à Nova Chemicals Corporation (Nova Chemicals) et des arrêts prévus aux installations EEEP et Gordondale en 2017.

Les liquidités provenant de l'exploitation normalisées devraient aussi croître d'environ un peu moins de 10 %, portées par les mêmes facteurs que ceux indiqués plus haut pour la croissance du BAIIA normalisé, mais atténuées en partie par une augmentation de la charge d'impôts exigibles et une baisse des dividendes sur les actions ordinaires de Petrogas, puisque Petrogas est censée garder une partie de ses liquidités pour les investir dans son programme de dépenses en immobilisations et aux fins générales de l'entreprise.

Dans le cadre de la stratégie de financement de l'acquisition de WGL, certaines cessions d'actifs pourraient être entreprises en 2017, sous réserve de la conjoncture du marché (pour obtenir plus de renseignements, voir la rubrique «Événements récents» du présent rapport de gestion). Ces cessions d'actifs, si elles sont entreprises, pourraient avoir une incidence néfaste sur les prévisions du BAIIA normalisé et les flux de trésorerie normalisés pour 2017, selon le moment de la clôture de ces cessions au cours de l'exercice.

Dans le secteur Gaz, la hausse des bénéfices pour 2017 devrait provenir de l'apport pour un exercice complet de l'installation Townsend, d'une hausse des volumes exposés aux différentiels de fractionnement et des prix des produits de base, d'une hausse des bénéfices provenant de Petrogas grâce à une meilleure rentabilité des activités de base, d'une hausse des volumes attendus au terminal Ferndale, du revenu pour un exercice complet provenant des dividendes sur les actions privilégiées de Petrogas, et de l'apport pour une partie de l'exercice de la phase 2 de Townsend, qui sera mise en activité commerciale au quatrième trimestre de 2017. L'augmentation des bénéfices devrait être atténuée par la clôture d'une cession prévue des gazoducs de transport de EDS et JFP au premier trimestre de 2017 et les arrêts prévus aux installations Gordondale et EEEP vers le milieu de 2017. Compte tenu des prix actuels des produits de base, AltaGas estime qu'en moyenne, environ 9 600 b/j seront exposés aux différentiels de fractionnement, compte non tenu des activités de couverture. Pour 2017, AltaGas a aussi des couvertures de différentiels de fractionnement pour des volumes d'environ 5 450 b/j à un prix moyen d'environ 23 \$ le baril, en excluant les écarts de base.

Dans le secteur Électricité, la hausse des bénéfices devrait provenir de l'apport de l'installation de stockage d'énergie Pomona, d'une hausse des bénéfices provenant des centrales hydroélectriques du Nord-Ouest grâce à l'amélioration continue de la productivité et à l'entrée en vigueur des augmentations des prix contractuels, ainsi qu'à un nombre moindre d'arrêts planifiés à Blythe. Les bénéfices et les flux de trésorerie provenant des centrales hydroélectriques du Nord-Ouest devraient être plus élevés en raison du caractère saisonnier à partir du début du deuxième trimestre jusqu'à la fin du troisième trimestre et être moins élevés au quatrième trimestre en raison du caractère saisonnier des débits d'eau. Les débits d'eau saisonniers réels varieront en fonction des températures et des précipitations de chaque région.

Dans le secteur Services publics, AltaGas prévoit continuer de tirer parti du caractère saisonnier au cours des premier et quatrième trimestres, qui sont normalement meilleurs que les autres en raison du chauffage d'hiver. Le secteur Services publics devrait réaliser des bénéfices plus élevés en 2017 puisque, en 2016, tous les services publics ont enregistré des températures beaucoup plus élevées que les températures normales, alors que les prévisions du temps pour 2017 indiquent des températures normales, et qu'il y a eu une augmentation de la consommation des clients de certains services publics, en partie annulée par une baisse des produits liés au service de stockage interruptible pour CINGSA. Le bénéfice de toutes les entreprises de services publics, sauf PNG, est touché par les conditions météorologiques dans les zones de concession, les températures plus basses étant généralement favorables aux bénéfices. Si les conditions météorologiques différaient des conditions normales, le bénéfice du secteur Services publics serait touché. En outre, les bénéfices provenant du secteur Services publics sont touchés par les décisions réglementaires et le moment où des décisions sont rendues. En 2017, ENSTAR prévoit une hausse d'environ 3 millions de dollars du BAIIA étant donné que la RCA a approuvé en 2016 sa demande d'augmentation provisoire et remboursable des tarifs, les tarifs définitifs devant être fixés au troisième trimestre de 2017.

Les bénéfices provenant des actifs d'AltaGas aux États-Unis sont touchés par les fluctuations du taux de change américain/canadien, toute appréciation du dollar américain ayant un effet positif sur les bénéfices. Toutefois, une partie de cet effet sera atténuée par la dette libellée en dollars américains et les actions privilégiées libellées en dollars américains d'AltaGas.

ANALYSE DE SENSIBILITÉ

Des facteurs tels que les fluctuations des prix des produits de base, des taux d'intérêt et les conditions météorologiques ont une incidence sur la performance financière d'AltaGas. Le tableau suivant présente les effets possibles de ces principaux facteurs sur le BAIIA normalisé prévu d'AltaGas pour 2017 :

Facteur	Augmentation ou diminution	Incidence approximative sur le BAIIA normalisé (en millions de dollars)
Différentiel de fractionnement des liquides de gaz naturel ¹	1 \$/baril	2
Variation degrés-jours par rapport à la normale précédente – Services publics au Canada ²	5 %	2
Variation degrés-jours par rapport à la normale précédente – Services publics aux États-Unis ³	5 %	5
Variation du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain	0,05 \$	15

1) Quand environ 50 % des volumes de LGN exposés aux différentiels de fractionnement sont couverts.

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

3) Les degrés-jours – Services publics aux États-Unis sont associés aux zones servies par SEMCO Gas et ENSTAR. Pour les services publics aux États-Unis, les degrés-jours représentent une mesure du refroidissement déterminée quotidiennement en nombre de degrés où la température moyenne du jour en question se situe au-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 déterminée sont la moyenne de degrés-jours pendant les 15 années antérieures pour SEMCO Gas et pendant les 10 années antérieures pour ENSTAR.

ÉVÉNEMENTS RÉCENTS

Acquisition imminente de WGL Holdings, Inc.

Le 25 janvier 2017, la Société a conclu une entente définitive (la convention de fusion) visant l'acquisition indirecte de WGL Holdings, Inc. (NYSE : WGL) (l'acquisition de WGL). Aux termes de la convention de fusion, après la réalisation de l'acquisition de WGL, les actionnaires de WGL recevront 88,25 \$ US en espèces par action ordinaire, ce qui représente une valeur d'entreprise totale de 8,4 milliards de dollars, y compris la prise en charge de dettes d'environ 2,4 milliards de dollars au 30 septembre 2016.

WGL est une entreprise d'infrastructures énergétiques diversifiée et l'unique actionnaire ordinaire de Washington Gas, un service public de gaz naturel réglementé dont le siège social est situé à Washington et qui compte plus de 1,1 million de clients au Maryland, en Virginie et dans le District de Columbia. WGL compte un secteur intermédiaire en croissance avec des investissements dans des infrastructures de collecte de gaz naturel et dans des gazoducs à tarifs réglementés qui sont reliés à la formation gazéifère Marcellus/Utica située dans le nord-est des États-Unis et qui offrent la possibilité de se connecter à des installations d'exportation énergétique maritimes sur la côte Atlantique de l'Amérique du Nord par le terminal de GNL Cove Point proposé au Maryland aménagé par un tiers et dont l'entrée en service est prévue pour la fin de 2017. WGL possède également des actifs de production d'énergie propre faisant l'objet de contrats et se concentre sur la propriété d'actifs de production décentralisée et d'efficacité énergétique partout aux États-Unis. En outre, WGL mène des activités de détail de commercialisation de l'énergie et du gaz naturel auprès d'environ 260 000 clients au Maryland, en Virginie, au Delaware, en Pennsylvanie et dans le District de Columbia. À la clôture de l'acquisition de WGL, AltaGas aura des actifs totalisant plus de 22 milliards de dollars et plus de 1,7 million de clients de gaz naturel à tarifs réglementés.

L'acquisition de WGL n'est assujettie à aucune condition de financement. AltaGas prévoit que les fonds nécessaires à la clôture de l'acquisition de WGL proviendront du produit net tiré d'un placement privé de reçus de souscriptions de 400 millions de dollars auprès d'OMERS, le régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario, et du produit brut d'environ 2,1 milliards de dollars tiré d'un placement par voie de prise ferme de reçus de souscriptions (se reporter à la rubrique «Reçus de souscription» ci-dessous pour plus de renseignements); de placements futurs de titres d'emprunt de premier rang, de titres hybrides, d'actions ou de titres liés à des actions (y compris des actions privilégiées ou des débentures convertibles); de ventes de certains actifs d'AltaGas; et de la facilité de crédit-relais entièrement confirmée de 3,1 milliards de dollars américains, qui serait disponible pour une période de 12 à 18 mois suivant la clôture de l'acquisition de WGL. AltaGas croit qu'il existe diverses occasions concrètes et attrayantes de monétiser certains de ses actifs de manière à appuyer la stratégie à long terme de la Société d'étendre ses activités dans des domaines intéressants tout en conservant à long terme une composition équilibrée d'actifs d'infrastructures énergétiques dans l'ensemble de ses secteurs d'activité Gaz, Électricité et Services publics. Le calendrier des placements ou ventes d'actifs ultérieurs est sous réserve de la conjoncture des marchés, mais ces placements ou ventes devraient être réalisés avant la clôture de l'acquisition de WGL.

L'acquisition de WGL est assujettie au respect de conditions de clôtures précises, y compris l'approbation par les porteurs d'actions ordinaires de WGL et l'obtention des autorisations réglementaires et gouvernementales requises, dont l'autorisation de la Public Service Commission du District de Columbia, de la Maryland Public Service Commission, de la Commonwealth of Virginia State Corporation Commission, de la United States Federal Energy Regulatory Commission et du Committee on Foreign Investment aux États-Unis, ainsi qu'à l'expiration ou la fin du délai d'attente applicable en vertu de la *Hart-Scott-Rodino Antitrust Improvements Act of 1976*, dans sa version modifiée.

Reçus de souscription

Le 3 février 2017, la Société a émis environ 80,7 millions de reçus de souscription au prix de 31 \$ chacun pour un produit brut total d'environ 2,5 milliards de dollars afin de financer en partie l'acquisition de WGL. Chaque reçu de souscription donnera à son porteur le droit de recevoir automatiquement, à la clôture de l'acquisition de WGL, une action ordinaire. Pendant que les reçus de souscription demeureront en circulation, leurs porteurs auront le droit de recevoir, pour chaque reçu de souscription, des paiements en espèces (paiements de l'équivalent du dividende) correspondant aux dividendes déclarés sur chaque action ordinaire. La date de clôture des registres pour le paiement de l'équivalent du dividende sera la même que la date de clôture des registres pour les dividendes déclarés sur les actions ordinaires, et les paiements de l'équivalent du dividende seront versés

aux porteurs de reçus de souscription simultanément au paiement de dividende sur les actions ordinaires. Le paiement de l'équivalent du dividende sera effectué d'abord par prélèvement sur l'intérêt généré par les fonds entiercés et par la suite sur les fonds entiercés. Si la convention de fusion est résiliée après la date de déclaration du dividende sur les actions ordinaires, mais avant la date de clôture des registres pour les dividendes sur les actions ordinaires, les porteurs de reçus de souscription inscrits à la date de résiliation recevront une quote-part du paiement du dividende au titre du paiement de l'équivalent du dividende. Si la convention de fusion est résiliée à une date de clôture des registres ou après une date de clôture des registres mais avant la date de paiement du dividende ou à cette date, les porteurs auront le droit de recevoir le paiement de l'équivalent du dividende intégralement.

Le produit net de la vente des reçus de souscription est détenu par un agent d'entiercement jusqu'à, entre autres, l'obtention de toutes les approbations réglementaires et gouvernementales requises pour finaliser l'acquisition de WGL et la confirmation que les parties à la convention de fusion sont en mesure de réaliser l'acquisition de WGL à tous égards importants conformément aux modalités de la convention de fusion, sauf en ce qui concerne le paiement du prix d'achat, et qu'AltaGas dispose de la totalité des autres fonds nécessaires pour réaliser l'acquisition de WGL. Si l'avis de libération des fonds entiercés n'est pas remis d'ici 17 h (heure de Calgary) le 4 septembre 2018, la Société sera tenue de verser une indemnité de résiliation correspondant au prix d'émission global des reçus de souscription de ces porteurs, plus les paiements de l'équivalent du dividende impayés dus à ces porteurs de reçus de souscription.

CAPITAL DE CROISSANCE

D'après les projets qui sont en cours d'examen, d'aménagement ou de construction, AltaGas prévoit que ses dépenses en immobilisations seront de l'ordre de 550 millions de dollars à 650 millions de dollars pour 2017. Le secteur Gaz d'AltaGas représentera environ 65 % à 75 % du total des dépenses en immobilisations, contre environ 20 % à 25 % pour le secteur Services publics d'AltaGas, et environ 5 % à 10 % pour le secteur Électricité. Les dépenses en immobilisations liées à l'entretien des secteurs Gaz et Électricité devraient représenter environ 25 millions de dollars à 35 millions de dollars du total des dépenses en immobilisations en 2017. La plupart des dépenses en immobilisations qu'AltaGas fera dans son secteur Gaz seront consacrées aux projets de croissance d'AltaGas, notamment le terminal d'exportation de propane de Ridley Island, la phase 2 de Townsend, l'installation North Pine, les gazoducs North Pine, et les nouvelles installations de traitement de gaz et de liquides de Montney. La Société continue de se concentrer sur l'amélioration de la productivité et la rationalisation des activités, y compris la cession d'actifs secondaires de moindre importance. Il est possible que des cessions d'actifs de plus grande envergure soient considérées, sous réserve de la conjoncture du marché, dans le cadre de la stratégie de financement de l'acquisition de WGL (voir la rubrique «Événements récents» du présent rapport de gestion).

Les engagements de dépenses en immobilisations de 2017 d'AltaGas devraient être entièrement financés par les flux de trésorerie générés en interne et son RRD. De plus, la Société dispose d'une capacité d'emprunt suffisante aux termes de ses facilités de crédit et jouit d'un accès aux marchés financiers pour combler ses besoins, le cas échéant.

Agrandissement de l'installation de traitement de gaz Townsend

AltaGas travaille à l'agrandissement (phase 2 de Townsend) de l'actuelle installation Townsend. AltaGas construira la phase 2 de Townsend en deux installations distinctes de séparation de gaz. La première installation sera une installation de traitement de gaz de coupe légère d'une capacité de 99 mmpc/j sur le site actuel de Townsend, adjacente à l'installation Townsend déjà en service. Le coût estimé de la première installation de la phase 2 de Townsend est d'environ 80 millions de dollars, et compte tenu de l'équipement additionnel de compression sur place pour acheminer la production de gaz brut de la région de Blair Creek à Townsend, le coût total estimé est de l'ordre de 120 à 140 millions de dollars. Les LGN produits dans le cadre de la phase 2 de Townsend devraient être transportés sur environ 70 km jusqu'à l'installation North Pine d'AltaGas au moyen des pipelines de LGN actuels et prévus d'AltaGas. Le 19 décembre 2016, AltaGas a reçu de la BCOGC l'autorisation réglementaire pour la phase 2 de Townsend et pour la transformation de l'installation Townsend de coupe légère en installation de coupe profonde à une date future, si AltaGas décide d'aller de l'avant avec ce projet. Le 22 février 2017, le conseil d'administration a approuvé une décision d'investissement finale positive pour la première installation de la phase 2 de Townsend. Les commandes d'équipement à long délai de livraison ont été passées, et la mise en activité commerciale de la première installation de la

phase 2 de Townsend est prévue pour octobre 2017. La première installation de la phase 2 de Townsend et l'équipement de compression sur place devraient être entièrement réservés par Painted Pony en vertu d'une entente ferme de 20 ans.

Projet de LGN de North Pine

Le 19 octobre 2016, le conseil d'administration a approuvé une décision d'investissement finale positive en vue de construire, de détenir et d'exploiter l'installation North Pine, qui sera située à environ 40 km au nord-ouest de Fort St. John, en Colombie-Britannique. L'installation North Pine sera raccordée aux infrastructures existantes d'AltaGas dans la région et aura accès au réseau ferroviaire du CN, ce qui permettra le transport de propane depuis l'installation North Pine jusqu'au terminal d'exportation de propane de Ridley Island. Le permis de la BCOGC pour construire, détenir et exploiter l'installation North Pine a été émis le 23 septembre 2016. AltaGas construira, en plus de l'installation North Pine, deux installations distinctes de séparation de LGN, chacune d'une capacité maximale de 10 000 b/j d'un mélange de LGN propane plus (C3+), pour un total de 20 000 b/j. La première phase comprendra aussi une capacité au terminal de 6 000 b/j de condensat (C5+), pour une capacité maximale à terme de 20 000 b/j. La deuxième installation de séparation de LGN d'une capacité de 10 000 b/j devrait suivre l'achèvement de la première installation, pourvu que l'intérêt des producteurs de la région soit suffisant.

Deux gazoducs d'approvisionnement en LGN d'un diamètre de huit pouces (les gazoducs North Pine), d'une longueur d'environ 40 km chacun, seront aussi construits pour relier l'actuel terminal routier d'AltaGas sur la route de l'Alaska (le terminal routier) à l'installation North Pine. Le premier pipeline assurera le transport de C3+ et le deuxième, le transport de C5+. Au terminal routier, les pipelines d'évacuation des LGN de Townsend existants, qui transportent le produit depuis l'installation Townsend d'AltaGas, seront raccordés aux gazoducs North Pine pour permettre d'acheminer les LGN produits par l'installation Townsend directement à l'installation North Pine. Le 16 décembre 2016, la BCOGC a accordé le permis pour construire les gazoducs North Pine. La préparation du site pour l'installation North Pine et les gazoducs North Pine est en cours et le début de l'exploitation commerciale est prévue pour le deuxième trimestre de 2018.

Le coût en capital estimé de la première installation de séparation et des pipelines connexes est de l'ordre d'environ 125 à 135 millions de dollars. Cet investissement sera appuyé par des ententes à long terme avec Painted Pony visant une partie de la capacité totale, et prévoit l'affectation de la totalité des LGN de Painted Pony produits aux installations Townsend et Blair Creek.

Le 8 août 2016, Blueberry River First Nations (BRFN) a demandé une injonction interlocutoire pour empêcher la province de la Colombie-Britannique, entre autres choses, de permettre des activités pétrolières et gazières sur le territoire traditionnel de BRFN en attendant le règlement d'une poursuite précédente intentée par BRFN et qui invoquait un manquement par la province de la Colombie-Britannique aux droits de BRFN issus de traités. Dans le cas peu probable où l'injonction serait accordée, il pourrait s'ensuivre une diminution potentielle des volumes futurs de gaz naturel disponibles pour alimenter les installations d'AltaGas dans la région, bien qu'AltaGas considère ce risque comme peu probable. En outre, AltaGas ne prévoit pas qu'une injonction retardera la construction de la phase 2 de Townsend, de la facilité North Pine et des gazoducs North Pine, puisque ces projets ont obtenu les approbations de la BCOGC pour la construction de ces installations. L'audience sur l'injonction interlocutoire s'est tenue entre le 31 octobre 2016 et le 4 novembre 2016, et la décision sur l'injonction devrait être rendue au cours du premier trimestre de 2017.

Terminal d'exportation de propane de Ridley Island

Le 3 janvier 2017, AltaGas a annoncé une décision d'investissement finale positive pour la construction du terminal d'exportation de propane de Ridley Island, après avoir reçu l'approbation des autorités de réglementation fédérales. AltaGas a conclu des contrats à long terme en ce qui concerne les terrains adjacents aux infrastructures ferroviaires et maritimes de Ridley Island et procédera à la construction, au transfert de propriété et à l'exploitation du terminal d'exportation de propane de Ridley Island.

Le terminal d'exportation de propane de Ridley Island devrait être la première installation d'exportation de propane sur la côte ouest du Canada. Le site est près de Prince Rupert, en Colombie-Britannique, sur un terrain loué par Ridley Terminals Inc. aux autorités portuaires de Prince Rupert. L'avantage de l'emplacement est la très courte distance à parcourir pour atteindre les marchés asiatiques, soit 10 jours de mer, contre 25 jours à partir de la côte du Golfe du Mexique aux États-Unis. La friche profite aussi d'un excellent accès au réseau ferroviaire et à une jetée de classe mondiale ayant un accès en eaux profondes à l'océan

Pacifique. Le propane de la Colombie-Britannique et de l'Alberta sera acheminé jusqu'à l'installation au moyen du réseau ferroviaire existant du CN. Le coût du terminal d'exportation de propane proposé de Ridley Island devrait atteindre entre 450 et 500 millions de dollars et la capacité d'exportation prévue est de 1,2 million de tonnes par année. AltaGas a offert à un tiers l'option de prendre une participation en actions pouvant atteindre 30 % dans le terminal d'exportation de propane de Ridley Island.

D'après la production de ses installations existantes et les prévisions de production des nouvelles installations en construction et en cours d'aménagement actif, AltaGas estime que ses volumes atteindront environ 50 % des 1,2 million de tonnes. Les 50 % restants devraient provenir de producteurs et de courtiers de l'Ouest canadien. AltaGas prévoit obtenir au moins 40 % de la production du terminal d'exportation de propane de Ridley Island en vertu d'ententes tarifaires conclues avec des producteurs et d'autres fournisseurs.

Le 24 mai 2016, AltaGas LPG Limited Partnership, filiale en propriété exclusive, a conclu un protocole d'entente avec Astomos qui établit une entente pluriannuelle pour l'achat, chaque année de l'entente, d'au moins 50 % des 1,2 million de tonnes de propane disponibles pour expédition du terminal d'exportation de propane de Ridley Island, dont les principales modalités commerciales ont été convenues. Des pourparlers commerciaux sont en cours avec Astomos et plusieurs autres preneurs tiers au sujet des engagements sur une capacité additionnelle.

AltaGas a entrepris le processus d'examen environnemental officiel plus tôt en 2016, qui a compris le dépôt du document d'évaluation environnementale, l'examen et la détermination définitive par les autorités réglementaires fédérales des modalités qui autoriseront la réalisation du projet. Conformément à son engagement, AltaGas a travaillé de près avec les Premières Nations tout au long du processus et continuera de le faire pendant la réalisation du terminal d'exportation de propane de Ridley Island.

Les travaux devraient commencer au premier trimestre de 2017 et être réalisés selon le modèle d'autoconstruction qui a fait ses preuves pour AltaGas pour ses autres projets, selon le calendrier et sans dépassement du budget. L'entrée en service du terminal d'exportation de propane de Ridley Island est prévue pour le premier trimestre de 2019.

Projet de stockage de gaz naturel d'Alton

En janvier 2016, le gouvernement de la Nouvelle-Écosse a émis les permis autorisant la reprise des travaux de construction du projet de stockage de gaz naturel d'Alton, près de Truro, en Nouvelle-Écosse. Afin de prendre plus de temps pour poursuivre les pourparlers et la négociation avec le public, AltaGas a reporté la réalisation des travaux importants de construction civile jusqu'à l'été de 2016. La construction a repris le 5 juillet 2016, et l'extraction pour l'aménagement des cavernes est maintenant prévue pour 2017. Le 30 janvier 2017, la Cour suprême de la Nouvelle-Écosse a rendu sa décision qui invalide la décision prise le 18 avril 2016 par le ministre de l'Environnement (le Ministre) de rejeter une demande d'appel de la Première Nation Sipekne'katik (PNS) à l'égard d'une approbation industrielle (AI) accordée par le Ministre. La Cour suprême a renvoyé l'affaire au Ministre aux fins d'autres démarches. L'AI reste en vigueur pour le projet de stockage de gaz naturel Alton, et la Cour suprême n'a pas émis d'autre ordre de suspension des travaux. AltaGas continue de collaborer avec le gouvernement de la Nouvelle-Écosse et la PNS. La capacité de stockage du projet de stockage de gaz naturel d'Alton devrait atteindre 10 gpc. Le service de stockage devrait commencer en 2020.

Installations de traitement de gaz et de liquides de Montney

En janvier 2017, AltaGas a signé une lettre d'intention non exécutoire avec un important producteur de Montney dans le but de construire une installation de traitement de coupe lourde d'une capacité de traitement de gaz naturel de 120 mmpc/j et une usine de séparation de LGN d'une capacité maximale de 10 000 b/j de mélange de LGN, et d'un terminal ferroviaire (les installations Montney). Les installations Montney, qui seront construites sur un site de Montney voisin des installations actuelles d'AltaGas, devraient avoir accès au réseau ferroviaire du CN pour le transport du propane vers le terminal d'exportation de propane de Ridley Island. Selon les termes de la lettre d'intention, la propriété de l'installation de traitement de coupe lourde pourrait être conjointe, mais AltaGas serait l'unique propriétaire de l'installation de séparation de LGN et du terminal ferroviaire. Le coût de l'installation de traitement de coupe lourde devrait atteindre entre 100 et 110 millions de dollars, alors que celui de l'usine de séparation de LGN et du terminal ferroviaire devrait atteindre entre 60 et 70 millions de dollars. On prévoit que l'installation de

traitement de coupe lourde sera visée par des contrats fermes à long terme et des contrats d'affectation commerciale. La réalisation du projet dépend, entre autres, de la négociation et de la conclusion d'ententes définitives, qu'AltaGas compte signer au plus tard au premier trimestre de 2017. Si les approbations réglementaires sont obtenues, les installations Montney devraient être opérationnelles au début de 2019.

Installation de LGN de Deep Basin

AltaGas en est aux premières phases d'aménagement d'une usine dans la région de Deep Basin, dans le nord-ouest de l'Alberta. AltaGas prévoit bâtir une installation de LGN qui servira les producteurs de la région. L'installation de LGN aura accès au réseau ferroviaire en place et pourra être raccordée au terminal d'exportation de propane de Ridley Island d'AltaGas. Des discussions actives avec des producteurs afin d'obtenir leur appui contractuel pour la capacité de l'installation se poursuivent, et la négociation d'une entente avec les Premières Nations et les principales parties prenantes est en cours. AltaGas prendra une décision d'investissement finale, pourvu qu'elle ait réussi à conclure des arrangements commerciaux, qu'elle se soit entendue avec les parties prenantes et qu'elle ait obtenu les approbations nécessaires. Dépendant des choix conceptuels et des composantes, le coût de l'installation devrait osciller entre environ 30 et 80 millions de dollars.

Marquette Connector Pipeline

Le 15 décembre 2016, SEMCO Gas a demandé à la MPSC l'autorisation de construire, posséder et exploiter le PJM. Le PJM est un nouveau pipeline proposé qui fera une jonction entre le gazoduc de Great Lakes Gas Transmission et le gazoduc de Northern Natural Gas à Marquette, au Michigan, où il assurera une redondance de réseau et augmentera la capacité de livraison, la fiabilité et la diversité d'offre pour les quelque 35 000 clients de SEMCO Gas dans la péninsule supérieure ouest du Michigan. La décision finale de la MPSC est attendue pour le quatrième trimestre de 2017. Le coût estimé du PJM est de l'ordre d'environ 135 à 140 millions de dollars américains et l'entrée en service est prévue pour 2020.

Blythe Energy Center (Blythe)

L'installation Blythe et l'installation Blythe II (Sonoran) en cours d'aménagement sont bien situées pour servir une grande organisation régionale de transport dans l'Ouest couvrant plusieurs États de l'Ouest des États-Unis. AltaGas s'attend à ce que ces États procèdent à plusieurs appels d'offres en 2017 et par la suite, et prévoit présenter une soumission pour obtenir les nouveaux contrats potentiels pour son installation Blythe après l'expiration de son entente d'achat d'électricité (EAE) le 31 juillet 2020 et pour l'installation éventuelle Sonoran dans le cadre de ces appels d'offres à venir. Parallèlement, AltaGas poursuit les pourparlers bilatéraux avec des entreprises de services publics, des municipalités et des entreprises visant la conclusion d'ententes pluriannuelles de distribution de sa capacité, tout en tenant compte des prix du marché en fonction de l'adéquation des ressources et de la possibilité d'offrir des services énergétiques et auxiliaires et d'autres combinaisons (stockage de gaz, d'énergie solaire et d'énergie) pour les installations Blythe au moyen des différents modes de transport disponibles pour mieux servir les clients potentiels d'AltaGas dans le désert au sud-ouest, pour répondre à la hausse de la demande d'énergie propre. Il est prévu qu'une capacité pouvant aller jusqu'à 15 000 mégawatts (MW) devra être remplacée en Californie en raison de mises hors service au cours de la prochaine décennie. Au moment où les services publics, les producteurs qui ne sont pas des services publics et les producteurs d'envergure continuent de déterminer leurs besoins futurs en ressources pour répondre à la norme de 50 % relative au portefeuille d'énergie renouvelable de la Californie, une installation à charge de pointe alimentée au gaz ayant un temps de réponse souple et rapide sera requise pour appuyer les sources d'énergie renouvelables, intermittentes et de faible capacité qui ne peuvent pas produire sur commande, et ainsi répondre à la demande de pointe.

Centrale Pomona

AltaGas continue de travailler à la reconfiguration de la centrale Pomona actuelle. Au cours du premier trimestre de 2016, AltaGas, par l'entremise de sa filiale AltaGas Pomona Energy Inc., a déposé une demande auprès de la California Energy Commission (CEC) afin de réhabiliter la centrale Pomona, qui est une installation à charge de pointe ayant un temps de réponse souple et rapide, en vertu du processus d'exemption des petites centrales. La CEC devrait achever le processus d'examen de la demande en 2017, après quoi la ville de Pomona et l'autorité du district réaliseront leurs processus en vue d'accorder les permis en matière de qualité de l'air. La centrale Pomona actuelle, de 44,5 MW, est une centrale alimentée au gaz stratégiquement située dans la partie est du bassin de Los Angeles. La centrale réhabilitée pourrait comprendre une technologie au gaz plus efficiente et une capacité pouvant atteindre 100 MW. Une fois les approbations obtenues, AltaGas sera prête à présenter une soumission pour la centrale reconfigurée proposée en réponse aux prochains appels d'offres ou à conclure

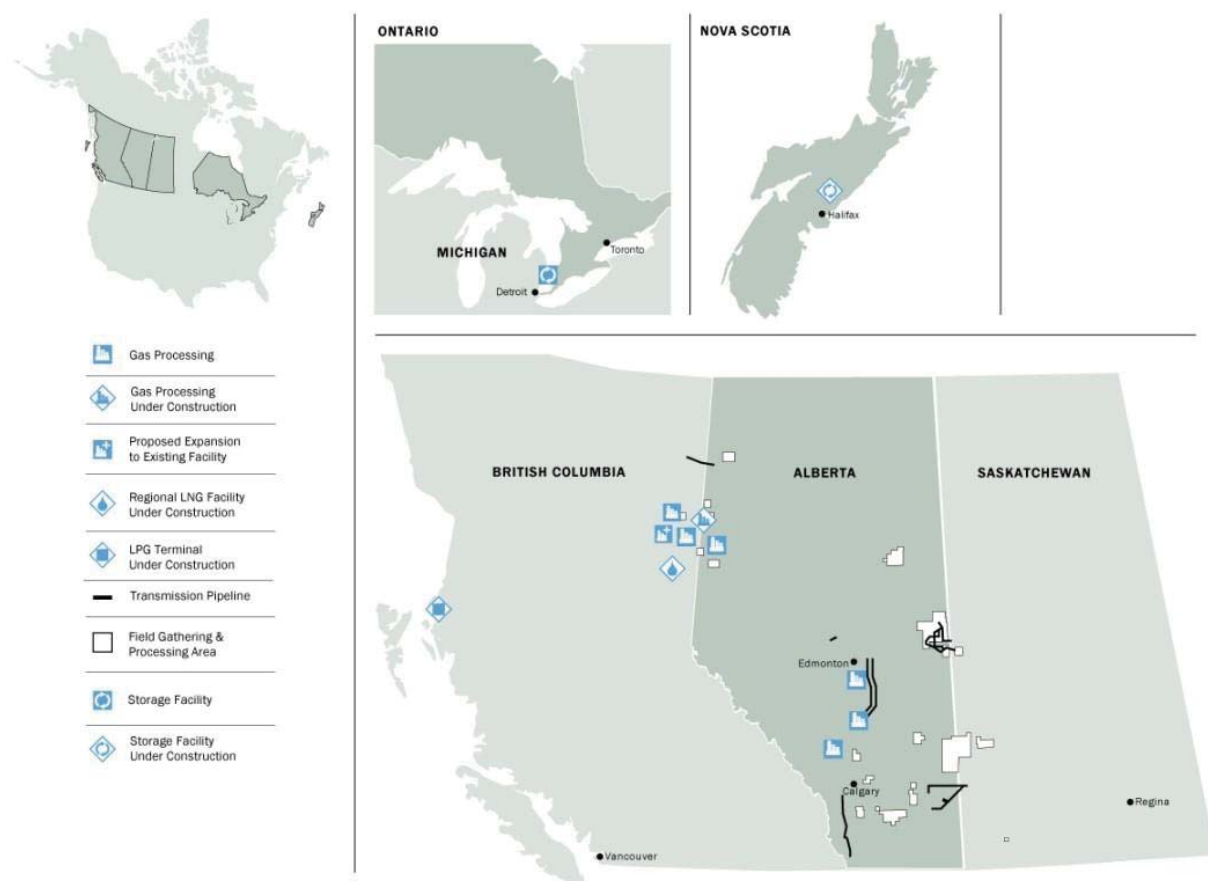
d'autres ententes bilatérales. Parallèlement à la réhabilitation proposée, AltaGas évaluera une expansion mutuellement exclusive pour l'installation de stockage d'énergie Pomona d'après les besoins de SCE en capacité de stockage additionnelle à l'installation, qui a déjà une capacité additionnelle de stockage de 20 MW dans des batteries au lithium-ion.

GAZ

Description des actifs

Le secteur Gaz d'AltaGas sert les clients situés principalement dans le BSOC et négocie plus de 2 gpc/j de gaz naturel comprenant la collecte et le traitement de gaz naturel, l'extraction et la séparation de LGN, le transport, le stockage et la commercialisation de LGN. Les réseaux de collecte acheminent le gaz naturel des puits producteurs aux installations de traitement, où les impuretés et certains composants d'hydrocarbures sont retirés. Le gaz est ensuite comprimé pour satisfaire aux spécifications de transport des gazoducs en aval. Les installations d'extraction et de séparation traitent de nouveau le gaz naturel en vue d'en extraire l'éthane et les LGN et de les récupérer. Au 31 décembre 2016, AltaGas possédait une capacité d'extraction et de traitement d'environ 1,7 gpc/j et une capacité de traitement sur place du gaz brut de 1,1 gpc/j. Le secteur Gaz comprend également un placement en titres de capitaux propres dans Petrogas par l'intermédiaire d'AIJVLP.

Les gazoducs de transport livrent du gaz naturel et des LGN aux réseaux de distribution, aux utilisateurs finaux ou à d'autres gazoducs en aval. AltaGas applique sa connaissance du marché et son expertise pour créer de la valeur en achetant et en revendant du gaz naturel, en fournissant des services de transport, de stockage et de commercialisation de gaz et de LGN. Le secteur Gaz compte également plusieurs projets en cours d'agrandissement et projets entièrement nouveaux, notamment dans le nord-est de la Colombie-Britannique, et des projets d'exportation d'énergie.



Plus particulièrement, le secteur Gaz comprend ce qui suit :

- Des participations dans six usines d'extraction de LGN ayant une capacité d'amenée autorisée nette de 1,7 gpc/j. Ces actifs d'extraction assurent des produits d'exploitation stables découlant de contrats à prix forfaitaires ou fondés sur le coût du service ainsi que des produits d'exploitation fondés sur les marges. Depuis l'achat de la participation restante de 51 % dans EEEP en date du 1^{er} janvier 2016, le total de la capacité d'amenée autorisée nette a augmenté de 0,1 gpc/j. Toutefois, la mise hors service de l'usine d'Empress Gas Liquids Joint Venture (EGLJV) ayant commencé fin 2016, le total de la capacité d'amenée autorisée nette a baissé de 0,1 gpc/j. L'approvisionnement en gaz naturel des usines d'extraction d'AltaGas, à l'exception des usines d'extraction Harmattan et Younger, dépend de l'importance de la demande de gaz naturel pour usages résidentiels, commerciaux et industriels dans l'Ouest canadien et ailleurs, et de la force de la demande de liquides de gaz dans le marché de la pétrochimie et du chauffage au propane de l'Alberta. L'approvisionnement en gaz naturel de l'usine d'extraction Younger (Younger) dépend du volume de gaz naturel brut traité à l'usine de traitement de gaz de McMahon, qui est située dans le nord-est de la Colombie-Britannique, région grande productrice de gaz naturel. L'approvisionnement en gaz naturel brut de Harmattan dépend de l'activité des producteurs du centre-ouest de l'Alberta. Harmattan est la seule usine d'extraction de coupe lourde et complète et de fractionnement de la région;
- Quatre réseaux de transport de gaz naturel d'une capacité de transport combinée d'environ 0,6 gpc/j et gazoducs de LGN d'une capacité combinée de 189 300 b/j. Les actifs de transport fournissent des produits stables tirés des contrats d'achat ferme. En 2014, Nova Chemicals a signifié par avis écrit son intention d'exercer son option d'achat des réseaux de distribution d'éthylène et des actifs de pipelines de transport du réseau JFP en mars 2017;
- Environ 30 installations de collecte et de traitement dans l'Ouest canadien et un réseau d'environ 5 300 km de conduites de collecte et de distribution qui acheminent le gaz en amont des installations de traitement et qui assurent la livraison de gaz naturel à des réseaux de gazoducs en aval alimentant les marchés de gaz naturel en Amérique du Nord. Les installations sur place fournissent des produits tirés de la rémunération au service selon les volumes traités ainsi que des produits tirés d'ententes fermes. Une partie importante des contrats passe aux producteurs par les charges d'exploitation;
- Une participation de 50 % dans les installations de stockage de gaz naturel de Sarnia d'une capacité de 5,3 gpc, laquelle est reliée aux installations de Dawn Hub dans l'est du Canada;
- Le projet de stockage de gaz naturel d'Alton, en cours de construction;
- Des services de commercialisation de gaz naturel et de LGN et de transport de gaz naturel pour optimiser la valeur des actifs d'infrastructure et répondre aux besoins des clients;
- La participation de 50 % dans AIJVLP, la participation restante de 50 % étant détenue par Idemitsu.
- AIJVLP détient une participation de deux tiers dans Petrogas, une société intégrée nord-américaine qui est un leader dans le secteur médian et qui possède un vaste réseau logistique consistant en plus de 1 800 wagons porte-rails et 24 terminaux ferroviaires et routiers. Ce réseau fournit l'infrastructure vitale ainsi que la logistique de transport et l'expertise marketing requises. Petrogas détient également le terminal Ferndale qui est exploité par AltaGas.
- Une alliance stratégique de 15 ans intervenue entre AltaGas et Painted Pony pour l'aménagement d'infrastructures de traitement et le développement de services de commercialisation du gaz naturel et de liquides de gaz naturel. Dans le cadre de la première phase de l'alliance stratégique, l'installation Townsend d'une capacité de 198 mmpc/j et l'infrastructure connexe ont été mises en activité commerciale au troisième trimestre de 2016. AltaGas est l'exploitant de l'installation Townsend et sera le négociant de la production de gaz et de LGN de Painted Pony. En outre, AltaGas travaille sur la phase 2 de Townsend, dont l'exploitation commerciale devrait commencer au quatrième trimestre de 2017. On prévoit que la phase 2 de Townsend sera entièrement réservée par Painted Pony en vertu de contrats;
- Le terminal d'exportation de propane de Ridley Island, en Colombie-Britannique, actuellement en construction;
- L'installation North Pine et les gazoducs North Pine, près de Fort St. John, en Colombie-Britannique, actuellement en construction;
- Les nouvelles installations Montney, actuellement en construction;
- Une installation de production de gaz naturel liquéfié (GNL) à petite échelle, actuellement en construction à Dawson Creek, en Colombie-Britannique.

Se reporter à la rubrique «Capital de croissance» du présent rapport de gestion pour obtenir des informations détaillées sur la phase 2 de l'installation Townsend, le terminal d'exportation de propane de Ridley Island, l'installation North Pine et les gazoducs North Pine, les installations de Montney et le projet de stockage de gaz naturel d'Alton.

Miser sur les possibilités d'affaires

AltaGas entend développer ses activités gazières par l'expansion et l'optimisation de ses actifs jouissant d'un emplacement stratégique et par l'ajout de nouveaux actifs pour servir de nouveaux clients en ouvrant l'accès à de nouveaux marchés, notamment l'Asie. Les nouvelles infrastructures devraient avoir des installations de plus grande envergure pour soutenir les vastes réserves dans le BSOC. Le placement stratégique d'AltaGas dans Petrogas améliore les services fournis par le secteur Gaz en offrant des services intégrés du secteur médian aux clients d'AltaGas et en créant de la valeur à long terme pour le secteur Gaz. Tout en offrant un service sécuritaire et fiable, AltaGas recherche des possibilités dans le secteur Gaz afin de livrer de la valeur à ses clients et d'améliorer la valeur à long terme pour ses actionnaires. Les objectifs de la Société sont les suivants :

- Tirer parti des possibilités de croissance de l'infrastructure associées à l'augmentation de l'offre de gaz naturel et de liquides dans le BSOC;
- Déployer une offre de services intégrés du secteur médian, y compris des installations de transport par pipeline, de liquéfaction et de réfrigération à ses clients tout le long de la chaîne de valeur énergétique, en permettant aux producteurs d'augmenter leurs revenus en leur donnant l'accès à des marchés à valeur ajoutée, y compris l'Asie;
- Préserver des relations solides avec les collectivités locales, les Premières Nations, les gouvernements et les organismes de réglementation;
- Maximiser la rentabilité des installations actuelles en augmentant leur capacité, leur utilisation et leur efficacité;
- Atténuer le risque lié aux volumes en utilisant des structures contractuelles, en redéployant du matériel et en élargissant l'empreinte géographique;
- Assurer une coordination entre les installations, les secteurs d'activité et les gammes de produits dans le but d'améliorer l'efficacité et d'optimiser les bénéfices;
- Percer de nouveaux marchés d'infrastructures de gaz naturel comme le marché régional du gaz naturel liquéfié (GNL).

Ces dernières années, le BSOC est passé de bassin en voie d'atteindre sa maturité à bassin au potentiel de croissance durable à long terme grâce à de nouveaux gisements secondaires à faible coût comme le bassin Montney. L'émergence de gisements gaziers non traditionnels dans le BSOC, notamment à Montney, ainsi qu'un intérêt accru pour la technologie de forage horizontal par fracturation multiétages et de complétion ont contribué à l'abondance de l'offre de gaz naturel et de liquides connexes. La demande du marché, y compris la demande générée par les projets d'exportation de GPL et les projets potentiels d'exportation de GNL sur la côte ouest de l'Amérique du Nord, offre d'importantes possibilités de croissance au secteur Gaz de la Société à long terme. AltaGas s'attend à tirer profit de ces occasions en augmentant le débit dans les installations, en acquérant des participations supplémentaires dans les usines existantes, et en acquérant et en construisant de nouvelles installations comme des installations de liquéfaction et de réfrigération et des installations de traitement, d'extraction, de séparation et de stockage et des pipelines de transport de gaz naturel. L'alliance stratégique conclue entre AltaGas et Painted Pony pour une durée de 15 ans donne un exemple de la capacité de la Société à nouer des partenariats pour déployer une offre de services entièrement intégrés. En donne un autre exemple l'annonce récente d'AltaGas d'une nouvelle occasion qui amènerait AltaGas à construire les installations Montney pour un client éventuel dans la région de Montney et, ce faisant, à offrir des services à valeur ajoutée et une connectivité à d'autres marchés finaux, y compris le terminal d'exportation de propane de Ridley Island. De plus, cette occasion élargira l'empreinte d'AltaGas dans le riche gisement gazier Montney puisque AltaGas n'a pas encore d'infrastructures dans cette partie de la région de Montney.

La Société prévoit également saisir d'autres occasions d'augmenter les volumes par le raccordement de nouveaux puits et la construction ou l'achat d'installations et de réseaux avoisinants afin de créer des infrastructures de traitement plus grandes pour réaliser des synergies opérationnelles et mieux livrer concurrence. L'emplacement stratégique de certaines de ses infrastructures de traitement de gaz existantes devrait être avantagé par la production croissante de gaz naturel dans le nord-est de la Colombie-Britannique et l'ouest de l'Alberta, en raison de la mise en valeur de gisements gaziers non traditionnels, notamment les gisements de gaz de schiste à Montney et à Duvernay. L'installation Townsend, les installations Montney et les

infrastructures connexes témoignent de la capacité d'AltaGas de tirer parti de possibilités de croissance des infrastructures énergétiques. En octobre 2016, AltaGas a pris une décision d'investissement positive concernant l'installation North Pine Facility, qui fournira une capacité de traitement de LGN aux producteurs de la région dès son entrée en service. L'installation North Pine est bien reliée par voie ferrée à la côte ouest du Canada, y compris au terminal d'exportation de propane de Ridley Island Propane, qui a obtenu une décision d'investissement positive en janvier 2017. Grâce à l'installation Townsend, à l'installation North Pine et au terminal d'exportation de propane de Ridley Island, actuellement en construction, ainsi qu'aux installations Montney, actuellement en construction, AltaGas est bien positionnée pour offrir des services intermédiaires entièrement intégrés, et pour donner aux producteurs de LGN un accès aux marchés offrant des revenus plus élevés. L'usine de traitement de gaz de Gordondale et les installations de Blair Creek permettent de répondre aux besoins d'extraction de liquides dans la région de Montney, alors que les producteurs cherchent à accroître leurs revenus en tirant parti des gaz riches en liquides dans cette région très productive. Dans l'ensemble, la nature diversifiée de ses infrastructures de gaz naturel et de LGN devrait continuer de fournir à AltaGas des possibilités d'augmenter son débit, son utilisation et sa rentabilité.

Étant donné le caractère intégré des actifs de collecte et de traitement de gaz d'AltaGas, les services de transport sont souvent offerts en combinaison avec les services de collecte et de traitement, de commercialisation et d'extraction du gaz naturel. AltaGas se trouve dans une position unique pour collaborer avec les producteurs afin d'offrir des services tout le long de la chaîne de valeur intégrée, de la tête de puits jusqu'aux côtes. Cela est tout particulièrement le cas avec les producteurs qui aménagent les vastes gisements Montney et Duvernay dans le nord-est de la Colombie-Britannique et dans l'ouest de l'Alberta. Grâce au terminal d'exportation de propane proposé de Ridley Island, près de Prince Rupert, en Colombie-Britannique, qui est actuellement en construction, et au terminal Ferndale de Petrogas dans l'État de Washington, AltaGas est en mesure de mettre à la disposition des producteurs plusieurs points de distribution de leurs produits sur les marchés à valeur optimale, notamment l'Asie. AltaGas cherche également d'autres occasions de valoriser ses infrastructures en offrant des services qui complètent les activités axées sur les infrastructures. Il s'agit notamment de maintenir la rentabilité du débit gazeux dans les usines d'extraction et d'accroître les services fournis aux producteurs. AltaGas s'intéresse également à des possibilités d'optimisation des installations qui produiraient de nouvelles sources de liquidités et amélioreraient les revenus pour les clients. AltaGas a une connaissance approfondie des marchés du gaz naturel et de l'électricité, dont elle use à l'égard de tous ses actifs pour accroître le rendement tout le long de la chaîne de la valeur énergétique et mieux répondre aux besoins de sa clientèle.

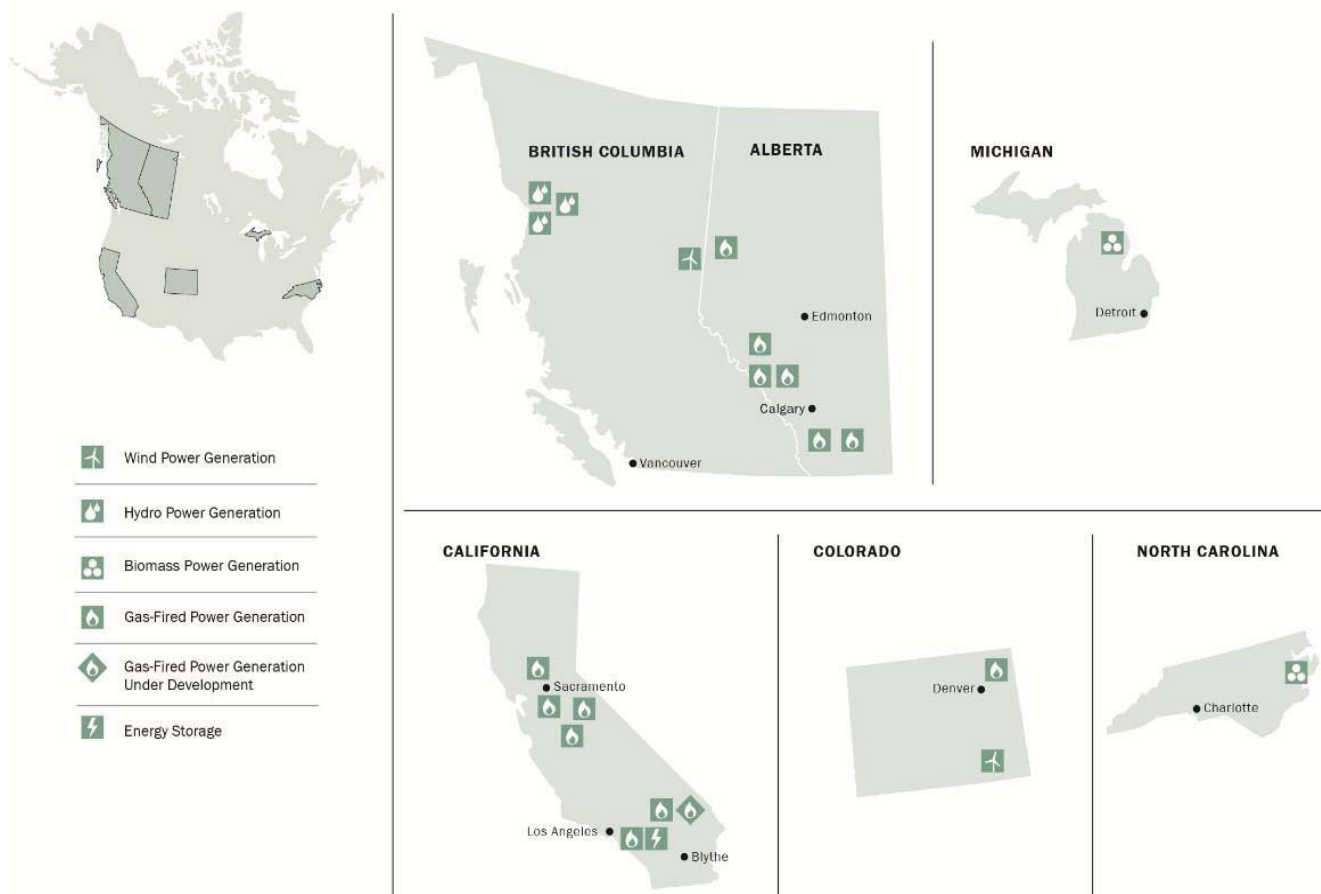
ÉLECTRICITÉ

Description des actifs

Le secteur Électricité d'AltaGas offre des services de production et de vente d'électricité ainsi que des services auxiliaires dans l'ouest du Canada et aux États-Unis. Tous ces services font l'objet d'ententes à moyen et long terme, à l'exception des actifs de l'Alberta, de la centrale Pomona de 44 MW et de la centrale Craven, qui est visée par des contrats jusqu'à la fin de 2017. AltaGas continue d'élargir géographiquement sa part de marché et de miser sur la demande envers des sources d'énergie propre, tout en améliorant la stabilité et la prévisibilité des bénéfices et des flux de trésorerie.

Au 31 décembre 2016, le secteur Électricité comprenait une capacité de production brute de 1 688 MW générés par des actifs alimentés au gaz naturel, des actifs éoliens, des actifs à la biomasse et des actifs hydroélectriques, ainsi qu'une capacité de stockage d'énergie de 20 MW et 1 253 MW d'actifs en cours d'aménagement.

Étant donné la résiliation des EAE de Sundance B, la production d'électricité d'AltaGas en Alberta a été réduite à 65 MW, représentant 4 % de la capacité de production totale d'AltaGas.



Plus particulièrement, le secteur Électricité comprend ce qui suit :

- Sept centrales alimentées au gaz naturel avec une capacité de production de 1 194 MW aux États-Unis, avec notamment les installations San Joaquin de 523 MW, la centrale Blythe Energy Center de 507 MW, les centrales Ripon de 50 MW et Pomona de 44 MW, toutes situées en Californie, et la centrale Brush II de 70 MW au Colorado. Toutes ces centrales sont visées par des EAE intervenues avec des contreparties solides, sauf la centrale Pomona de 44 MW, la centrale alimentée au gaz étant en mode marché de gros jusqu'à sa réhabilitation. Une autre centrale alimentée au gaz de 1 163 MW est en cours d'aménagement;
- Installations au fil de l'eau de 277 MW en Colombie-Britannique (les centrales hydroélectriques du Nord-Ouest), visées par des contrats d'achat d'énergie (CAE) avec BC Hydro d'une durée de 60 ans qui sont entièrement indexés à l'indice des prix à la consommation (IPC);
- Capacité de production éolienne de 117 MW, dont 102 MW en Colombie-Britannique et 15 MW au Colorado. Toute la production éolienne en exploitation est vendue en vertu de CAE à long terme;
- Centrales de cogénération d'une capacité de 45 MW et centrales à charge de pointe alimentées au gaz d'une capacité de 20 MW en Alberta, et une autre centrale à charge de pointe de 90 MW en cours d'aménagement;
- Installations de production d'électricité à la biomasse de 35 MW aux États-Unis. La centrale Grayling est visée par une EAE à long terme conclue avec une contrepartie fiable alors que la centrale Craven est visée par des contrats jusqu'en 2017;
- Capacité de 20 MW de stockage dans des batteries au lithium-ion à Pomona, en Californie, visée par un contrat de 10 ans conclu avec SCE.

Dans le nord de la Californie, la stratégie de la Société vise à acquérir des actifs de production et d'énergie dans des régions enclavées localement et proches de centres de chargement puisque les besoins adéquats en ressources dans ces régions entraînent un accroissement des possibilités d'expansion, de renouvellement des contrats et de stockage d'énergie. Le

30 novembre 2015, AltaGas a fait l'acquisition de trois actifs hydroélectriques alimentés au gaz naturel situés dans la vallée San Joaquin, dans le nord de la Californie, et dont la capacité totale est de 523 MW. Les trois actifs sont entièrement visés par des EAE avec Pacific Gas & Electric Company (PG&E) jusqu'en 2022, qui sont structurées comme des ententes tarifaires portant sur la totalité de l'énergie produite, de la capacité et des services auxiliaires. Ces actifs viennent s'ajouter à Ripon, acquise au début de 2015, qui est également visée par une entente avec PG&E jusqu'au 31 mai 2018.

Dans le sud de la Californie, la centrale Blythe Energy Center de 507 MW est actuellement exploitée en vertu d'une EAE à long terme conclue avec SCE jusqu'au 31 juillet 2020 et elle sert le marché du CAISO. Les possibilités de croissance comprennent la position unique de la centrale Blythe Energy Center d'être en mesure de desservir à la fois le marché du CAISO et celui du WAPA, et d'autres combinaisons (stockage de gaz, d'énergie solaire et d'énergie). La centrale Blythe Energy Center est située sur un terrain de 76 acres lui appartenant et qui lui assure l'empreinte géographique nécessaire pour soutenir des expansions futures. La centrale est reliée directement à un gazoduc de Southern California Gas Company pour son approvisionnement, elle procède actuellement à la réactivation d'un raccordement de El Paso Gas Company comme seconde source d'approvisionnement, et elle est reliée à SCE et au CAISO par sa ligne de transport de 67 milles. La centrale peut également être raccordée directement aux marchés de la Californie et de l'Arizona. La canalisation de transport peut acheminer 1 100 MW et possède une capacité excédentaire pour répondre à la croissance future de la charge. En 2014, AltaGas a aussi acquis des terrains afin de profiter de nouvelles possibilités d'expansion. Ces emplacements pourraient permettre de conclure des ententes de réalisation de projets futurs avec des contreparties solides et des municipalités régionales en Californie et dans les États voisins ainsi qu'avec des sociétés. Des activités de développement des nouveaux emplacements sont en cours et pourraient tripler la capacité de production d'AltaGas dans les environs de la centrale Blythe Energy Center. En outre, au début de 2015, AltaGas a fait l'acquisition de la centrale Pomona, jouissant d'un emplacement stratégique dans la partie est du bassin de Los Angeles. Pour sa centrale Pomona, AltaGas continue d'envisager de nouveaux projets de développement de la capacité de stockage d'énergie, ou bien de la capacité de production alimentée au gaz. Se reporter à la rubrique «Capital de croissance» du présent rapport de gestion pour obtenir plus de renseignements sur Pomona.

En plus de poursuivre ses plans de réhabilitation de la centrale Pomona, AltaGas a construit une installation de stockage sur des batteries lithium-ion sur le site de la centrale qu'elle possède et exploite. L'installation de stockage d'énergie d'une capacité de 20 MW (80 MWh) est entrée en service en décembre 2016 et est visée par une ESA de 10 ans conclue avec SCE pour une capacité en fonction de l'adéquation des ressources de 20 MW. AltaGas conservera les droits sur l'énergie et les attributs de services auxiliaires rattachés à l'installation, qui seront vendus au CAISO à des conditions de marché de gros.

AltaGas possède et exploite les trois centrales hydroélectriques dans le nord-ouest de la Colombie-Britannique d'une capacité de production totale de 277 MW : Forrest Kerr, Volcano et McLymont. L'exploitation commerciale de McLymont a commencé au quatrième trimestre de 2015. Ces centrales sont visées par des CAE d'une durée de 60 ans, entièrement indexés sur l'IPC. Afin d'assurer une relation de coopération et de partage des bénéfices entre AltaGas et la Nation Tahltan, les trois centrales sont appuyées par des ententes sur les répercussions et les avantages (ERA).

AltaGas détient également le parc éolien de Bear Mountain (Bear Mountain) de 102 MW en Colombie-Britannique, qui a été mis en service en octobre 2009 en vertu d'un CAE de 25 ans intervenu avec BC Hydro et une participation de 50 % dans le parc éolien de Busch Ranch (Busch Ranch) d'une capacité de 29 MW au Colorado, en vertu d'un CAE de 25 ans conclu avec l'entreprise locale de services publics, qui est entrée en service en octobre 2012. Les actifs à la biomasse d'AltaGas consistent en une participation directe de 30 % dans la centrale électrique à la biomasse ligneuse de 37 MW à Grayling, au Michigan, et en une participation directe de 50 % dans une centrale à la biomasse ligneuse de 48 MW dans le Craven County, en Caroline du Nord. La centrale Grayling est visée par une EAE à long terme conclue avec CMS Energy et la centrale Craven est visée jusqu'en 2017 par un contrat conclu avec Duke Energy. AltaGas et ses partenaires de participation indirecte dans Craven croient que la centrale, qui produit de l'énergie sur commande, et la communauté qu'elle sert sont de solides bases économiques et environnementales qui justifieraient le renouvellement possible de la EAE actuelle après son expiration.

AltaGas vend aussi de l'électricité aux utilisateurs finaux des secteurs commercial et industriel en Alberta. Les contreparties sont assujetties à des évaluations de crédit et à des seuils de crédit dans le cours normal des activités. AltaGas vend activement de l'électricité et du gaz directement aux utilisateurs finaux, ce qui lui permet de réaliser des ventes à prix fixe à des prix de

marché concurrentiels tout en étant rémunérée pour l'administration des données mesurées et de la facturation. Ces ventes commerciales et industrielles ont habituellement des durées de trois à cinq ans. Une partie des ventes d'électricité sert à assurer des ventes d'électricité à long terme au portefeuille d'actifs de production d'électricité d'AltaGas en Alberta, offrant ainsi à AltaGas une assurance en matière de prix.

Miser sur les possibilités d'affaires

Tout en offrant un service sécuritaire et fiable, AltaGas recherche des possibilités dans le secteur Électricité afin de livrer de la valeur à ses clients et d'améliorer la valeur à long terme pour ses actionnaires. Les objectifs de la Société sont les suivants :

- Tirer parti de la demande d'énergie propre en Amérique du Nord;
- Préserver des relations solides avec les collectivités locales, les Premières Nations, les gouvernements et les organismes de réglementation;
- Faire davantage croître et diversifier le portefeuille de production d'électricité sur le plan géographique et par source de combustible;
- Acquérir et développer une infrastructure d'électricité appuyée par des ententes d'achat d'électricité à long terme ou soutenue par des bases favorables de l'offre et de la demande d'électricité;
- Conclure des EAE pour Blythe II et ultimement Blythe III (terrain de 76 acres destiné à un aménagement situé au nord de l'actuelle centrale Blythe Energy Center), et chercher à renouveler ou à prolonger les ententes existantes pour les actifs d'exploitation à des conditions plus avantageuses;
- Explorer les possibilités pour de nouvelles centrales alimentées au gaz naturel et de production d'énergie renouvelable en Alberta.

La stratégie d'AltaGas est de construire, détenir et exploiter des infrastructures énergétiques durables à faible risque afin de dégager des rendements solides et stables pour les investisseurs. La croissance est axée sur des sources d'énergie propre alimentée par gaz naturel et des énergies renouvelables, et la Société cherche à tirer parti de la demande croissante d'énergie propre tout en réduisant son empreinte carbone.

La demande d'énergie propre demeure élevée partout en Amérique du Nord, car l'industrie doit composer avec la législation sur les changements climatiques et les services publics font face à des normes qui fixent la proportion d'énergie renouvelable de leur portefeuille. Selon l'Energy Information Administration des États-Unis, le charbon et le gaz naturel étaient sur un pied d'égalité comme principaux carburants utilisés dans la production d'électricité aux États-Unis en 2015. Le secteur Services publics utilise de moins en moins le charbon puisque la part de marché de celui-ci s'amenuise pour des raisons environnementales et économiques, étant donné que le gaz naturel à prix modique et des formes de plus en plus nombreuses d'énergies renouvelables sont concurrentiels par rapport au charbon comme source d'énergie, compte tenu du coût marginal, dans plusieurs régions de l'Amérique du Nord. L'avantage économique de la production d'électricité au gaz naturel est augmenté par l'efficacité du gaz sur le plan du coût en capital, la souplesse de sa distribution et le fait que le gaz naturel est un combustible plus propre, ce qui en fait une source d'énergie encore plus intéressante.

Les occasions d'aménager et d'acquérir des centrales électriques sont appelées à se multiplier avec la croissance de la demande de formes d'énergie propre en Amérique du Nord comme le gaz naturel, le solaire, l'éolien et l'hydroélectricité. AltaGas a de bonnes perspectives d'expansion de ses actifs de production en Californie et dans le reste des États-Unis, ainsi que la possibilité d'aménager une nouvelle centrale alimentée par du gaz naturel et des énergies renouvelables en Alberta puisque le gouvernement de l'Alberta procède à l'élimination progressive des centrales électriques alimentées au charbon d'ici 2030. En outre, la Once-Through Cooling Water Policy s'appliquant aux structures d'apport des centrales électriques en Californie devrait stimuler l'aménagement de nouvelles capacités de production d'énergie propre. Les installations de San Joaquin, la centrale Blythe Energy Center, le parc éolien Bear Mountain, le parc éolien Busch Ranch, la centrale Grayling, la centrale à la biomasse ligneuse de Craven County, les centrales hydroélectriques du Nord-Ouest et les centrales Ripon, Pomona et Brush II, de même que l'installation de stockage d'énergie Pomona sont des exemples de mise en œuvre de la stratégie d'AltaGas visant à répondre à la demande croissante d'énergie propre en Amérique du Nord.

SERVICES PUBLICS

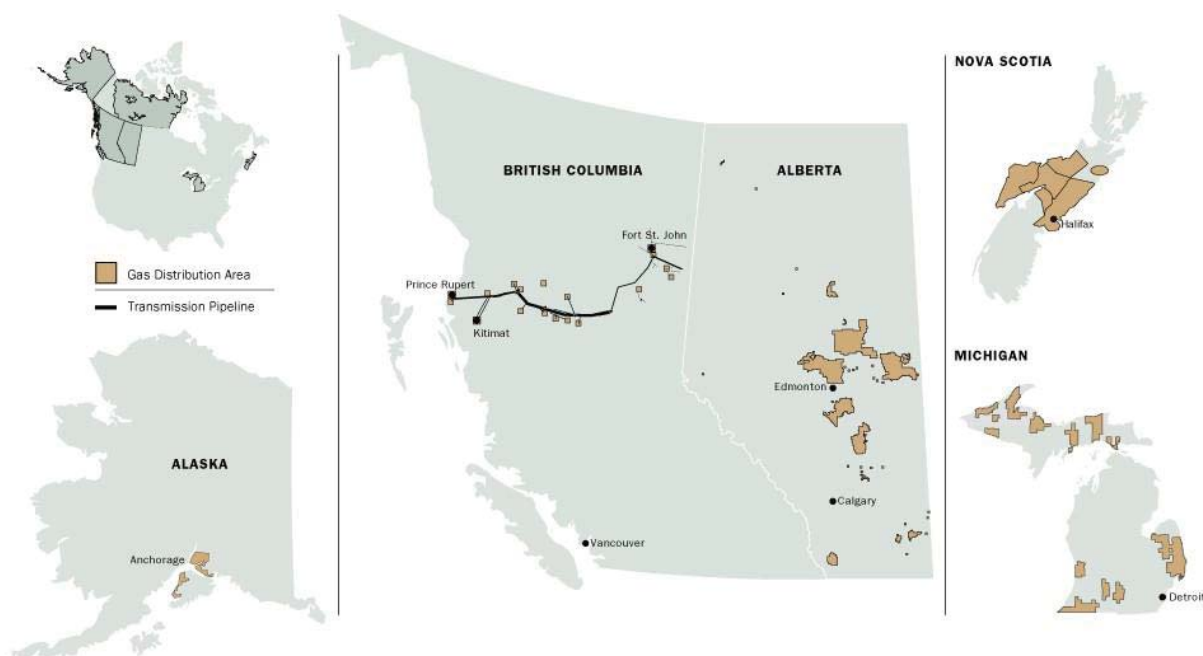
Description des actifs

AltaGas possède et exploite des actifs de services publics qui stockent et livrent du gaz naturel à des utilisateurs finaux en Alberta, en Colombie-Britannique, en Nouvelle-Écosse, au Michigan et en Alaska. AltaGas détient aussi une participation de 33 1/3 % dans les services publics qui livrent du gaz naturel aux utilisateurs finaux d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest. Les services publics d'AltaGas servent plus de 570 000 clients et leur base tarifaire atteint environ 1,9 milliard de dollars.

Les services publics bénéficient de rendements tirés d'activités à tarifs réglementés et de cadres réglementaires qui permettent habituellement de dégager des bénéfices et des flux de trésorerie constants. Le secteur Services publics accroît la diversification du portefeuille d'actifs d'infrastructure énergétique d'AltaGas et renforce le profil des activités de la Société, permettant ainsi à celle-ci de réaliser son objectif, qui consiste à produire des rendements économiques supérieurs en investissant dans des actifs réglementés et à longue durée de vie caractérisés par un bénéfice stable.

Le secteur Services publics comprend ce qui suit :

- SEMCO Gas au Michigan
- ENSTAR en Alaska
- Participation de 65 % dans Cook Inlet Natural Gas Storage Alaska LLC. (CINGSA) en Alaska
- AUI en Alberta
- PNG en Colombie-Britannique
- Heritage Gas en Nouvelle-Écosse
- Participation de 33 1/3 % dans Inuvik Gas Ltd. (Inuvik Gas) et dans Ikhil Joint Venture dans les Territoires du Nord-Ouest.



Toutes ces installations sont autorisées à dégager un rendement réglementé. Ce rendement tiré de la base tarifaire comprend les frais de financement et le rendement des capitaux propres autorisés par l'organisme de réglementation. Dans le cadre d'un régime de prix fondés sur le coût du service et d'une réglementation axée sur le rendement, si les coûts réels diffèrent des coûts recouvrables au moyen des tarifs approuvés, l'entreprise de services publics assume le risque lié à cette différence, sauf pour certains coûts qui sont soumis à un traitement différé. Inuvik Gas exploite une concession de distribution de gaz naturel dans un cadre réglementaire, où les prix des services de livraison et du gaz naturel sont établis en fonction du marché.

Les bénéfices du secteur Services publics sont saisonniers, puisque les produits sont surtout tributaires de la demande de chauffage au cours des mois d'hiver, principalement de novembre à mars. Par contre, les coûts sont habituellement engagés de façon plus uniforme sur la durée de l'exercice. Cela se traduit en général par des premier et quatrième trimestres plus forts, et des deuxième et troisième trimestres plus faibles. En Alberta, en Nouvelle-Écosse, au Michigan et en Alaska, les bénéfices peuvent être touchés par les écarts météorologiques par rapport aux conditions normales, ce qui crée des variations dans les volumes livrés par rapport aux prévisions. L'augmentation du nombre de clients ou un changement de comportement des clients constituent d'autres facteurs susceptibles de faire varier les volumes livrés et, par conséquent, les rendements du secteur Services publics. La BCUC permet à PNG de maintenir un compte réglementaire au titre du mécanisme d'ajustement de stabilisation des produits d'exploitation pour atténuer l'incidence des conditions météorologiques sur les bénéfices.

SEMCO Gas

SEMCO possède et exploite un service public de distribution de gaz naturel réglementé au Michigan sous le nom de SEMCO Gas, et détient une participation dans des installations de stockage de gaz naturel réglementées également au Michigan. À la fin de 2016, SEMCO Gas comptait quelque 300 000 clients. De ces clients, environ 91 % sont des clients résidentiels. En 2016, SEMCO Gas a vu sa clientèle augmenter d'environ 1 % par suite de la croissance dans les zones de concession et de la conversion des utilisateurs au gaz naturel étant donné son prix favorable. La base tarifaire à la fin de l'exercice avoisinait 478 millions de dollars américains. En 2016, le rendement des capitaux propres réglementé approuvé pour SEMCO Gas était de 10,35 % sur une structure comprenant 49 % de capitaux propres.

SEMCO Gas est régie par la MPSC. Elle exerce ses activités en vertu de la réglementation fondée sur le coût du service et utilise les résultats réels du dernier exercice complet, ainsi que les modifications connues et mesurables, dans sa demande de nouveaux tarifs.

En décembre 2012, SEMCO Gas a demandé à la MPSC l'autorisation de modifier le programme de remplacement de conduites à compter de 2013. SEMCO Gas proposait de doubler le montant investi annuellement dans le programme pour le faire passer de 4 millions de dollars américains à 9 millions de dollars américains, de doubler les milles de canalisations remplacées pour les faire passer de 13 milles à 26 milles par année, d'inclure les anciennes canalisations en plastique parmi les canalisations admissibles et d'augmenter la surcharge du programme pour récupérer les dépenses en immobilisations supplémentaires découlant du programme. Le 29 mai 2013, la MPSC a émis une ordonnance approuvant la demande de SEMCO Gas. Les surcharges modifiées générant des produits supplémentaires s'appliquent à la période du 1^{er} juin 2013 au 30 mai 2017.

Le 23 janvier 2015, SEMCO Gas a déposé une demande de révision de la base tarifaire pour le programme de remplacement de conduites. Dans sa demande, SEMCO Gas sollicitait une prolongation de cinq ans de son programme. La moyenne annuelle prévue des dépenses en capital au cours de la période de cinq ans devrait s'établir à environ 10 millions de dollars américains. En juin 2015, la MPSC a approuvé la demande et les nouveaux tarifs sont immédiatement entrés en vigueur.

En mai 2015, SEMCO a déposé une demande de conciliation relative à l'optimisation de l'énergie auprès de la MPSC. Dans sa demande, SEMCO Gas a démontré qu'elle avait mis en œuvre son programme d'optimisation de l'énergie en 2014, et qu'elle avait atteint les cibles et les objectifs dans le cadre des mesures incitatives liées au rendement qui avaient été approuvées. En septembre 2015, la MPSC a émis une ordonnance autorisant SEMCO Gas à recueillir 1 million de dollars américains dans le cadre de son programme d'optimisation de l'énergie en vertu des mesures incitatives liées au rendement de 2014.

En avril 2016, SEMCO Gas a déposé pour 2015 une demande de conciliation relative à l'optimisation de l'énergie auprès de la MPSC. Dans sa demande, SEMCO Gas a démontré qu'elle avait mis en œuvre son programme d'optimisation de l'énergie en 2015, et qu'elle avait atteint les cibles et les objectifs dans le cadre des mesures incitatives liées au rendement qui avaient été approuvées. En juillet 2016, la MPSC a émis une ordonnance autorisant SEMCO Gas à recueillir 1 million de dollars américains dans le cadre de son programme d'optimisation de l'énergie en vertu des mesures incitatives liées au rendement pour 2015.

En décembre 2016, SEMCO Gas a déposé auprès de la MPSC une demande d'approbation de son projet visant à construire, à posséder et à exploiter le PJM. Se reporter à la rubrique «Capital de croissance» du présent rapport de gestion pour obtenir des informations détaillées.

ENSTAR et CINGSA

SEMCO possède et exploite un service public de distribution de gaz naturel réglementé en Alaska sous le nom de ENSTAR. Par l'intermédiaire d'une filiale, SEMCO détient une participation de 65 % dans CINGSA, service public de stockage de gaz naturel réglementé en Alaska. À la fin de 2016, ENSTAR comptait quelque 143 000 clients dans les secteurs résidentiel, commercial et du transport; de ces clients, environ 91 % sont des clients résidentiels. En 2016, ENSTAR a vu sa clientèle augmenter d'environ 1 %, par suite de la croissance dans les zones de concession et de la conversion des utilisateurs au gaz naturel étant donné son prix favorable. La base tarifaire à la fin de l'exercice avoisinait 279 millions de dollars américains pour ENSTAR et 83 millions de dollars américains pour CINGSA (participation de 65 % de SEMCO).

ENSTAR et CINGSA sont régies par la RCA et exercent leurs activités en vertu de la réglementation fondée sur le coût du service, utilisant les résultats réels du dernier exercice complet, ainsi que les modifications connues et mesurables, dans leur demande de nouveaux tarifs.

En date du 1^{er} octobre 2015, la RCA a approuvé une augmentation tarifaire permanente d'environ 2,2 % en sus de la hausse de tarifs intermédiaire et remboursable qui est entrée en vigueur le 1^{er} novembre 2014. De plus, les parties ont convenu qu'il n'y aurait pas de remboursement des hausses des tarifs intermédiaires et remboursables déjà approuvés, qui étaient entrées en vigueur le 1^{er} novembre 2014. En outre, en date du 1^{er} janvier 2016, la RCA a approuvé une autre hausse de tarifs intermédiaire et remboursable d'environ 0,8 % devant entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2016, jusqu'à l'obtention de l'approbation de la demande tarifaire pour 2016. En juin 2016, ENSTAR a déposé sa demande de révision des tarifs pour 2016 et, en juillet 2016, la RCA a approuvé la demande d'ENSTAR d'une autre hausse de tarifs intermédiaire et remboursable de 1,6 % sur le total de ses produits, l'équivalent d'environ 5 millions de dollars américains (sur une base annualisée), devant entrer en vigueur le 1^{er} août 2016. ENSTAR a demandé une hausse annuelle globale du tarif de base d'environ 12 millions de dollars, soit 3,9 % du total de ses produits. ENSTAR s'attend à ce qu'une décision sur la demande de révision des tarifs soit rendue au troisième trimestre de 2017.

En mars 2014, CINGSA a déposé une demande de mise à jour des tarifs visant les services des installations de stockage CINGSA afin de refléter le montant réel du capital investi, le coût de la dette permanente et les coûts d'exploitation réels. En mai 2014, les organismes de réglementation ont approuvé les nouveaux tarifs de CINGSA de façon permanente, lesquels sont en vigueur pour les services facturés à compter du 12 mai 2014. CINGSA est également tenue de déposer une demande de tarif de base au milieu de 2017 fondée sur des données d'une année de référence se terminant le 31 décembre 2016.

En 2013, CINGSA a détecté une pression plus élevée que prévu lors de la fermeture qui a lieu deux fois par année. CINGSA a déterminé qu'il s'agissait d'une poche de gaz qui se situait au niveau de la pression initiale du réservoir. À la suite d'une analyse plus poussée, CINGSA a déterminé que la poche de gaz trouvée qu'elle avait découverte totalisait environ 14,5 gpc. En août 2015, CINGSA a déposé une requête avec la plupart de ses clients relativement à la distribution du gaz trouvé. Les audiences devant la RCA se sont tenues en septembre 2015. Le 4 décembre 2015, la RCA a émis une ordonnance par laquelle elle refusait la requête, permettant toutefois à CINGSA de vendre jusqu'à 2 gpc du gaz, et exigeant qu'environ 87 % du produit net tiré de toute vente de ce gaz soient attribués aux clients réguliers de CINGSA. Le 4 janvier 2016, CINGSA a interjeté appel devant la Cour supérieure de justice de l'Alaska. La procédure est actuellement à l'étape de la présentation de l'information.

AltaGas Utilities Inc.

AUI possède et exploite un service public de distribution de gaz naturel réglementé. À la fin de 2016, AUI servait environ 79 000 clients. Les clients d'AUI sont principalement des consommateurs résidentiels et des petits commerces situés dans des centres à faible densité de population et des zones rurales de l'Alberta. La clientèle a augmenté de 1 % en 2016 et la base tarifaire d'AUI était d'environ 299 millions de dollars à la fin de l'exercice. Pour 2013-2016, l'Alberta Utilities Commission (AUC) a approuvé un RCP de 8,3 % sur une structure du capital de 41 %. Pour 2017, l'AUC a approuvé un RCP de 8,5 % sur une structure comprenant 41 % de capitaux propres.

À l'heure actuelle, AUI exerce ses activités selon une formule de plafond des revenus par client en vertu de la TAR. Le plan de première génération lié à la TAR a été mis en œuvre pour toutes les entreprises de distribution d'électricité et de gaz naturel de l'Alberta, et pour AUI à compter du 1^{er} janvier 2013. La TAR de première génération durera de 2013 à 2017. Le cadre réglementaire fondé sur le rendement vise à inciter les services publics à être plus efficaces. Bien que fondé sur des formules, le mécanisme de TAR permet le recouvrement des coûts qui se rapportent à des événements exogènes et aux remplacements d'immobilisations importantes. Les tarifs sont révisés chaque année d'après un facteur inflation moins la productivité prévue. Selon une formule de plafonnement des produits, un ajustement est aussi apporté pour refléter l'accroissement de la clientèle.

Comme le plan de première génération lié à la TAR qui a établi les taux de distribution pour 2013 à 2017 expirera bientôt, l'AUC a enjoint AUI et les autres services publics réglementés de distribution en Alberta de présenter au plus tard le 31 mars 2017 leurs demandes pour les plans de deuxième génération liés à la TAR qui devraient entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2018 pour une durée de cinq ans (2018 à 2022).

Pacific Northern Gas Ltd.

PNG exploite un réseau de transport et de distribution dans le centre-ouest du nord de la Colombie-Britannique (PNG de l'ouest) et dans les régions de Fort St. John et Dawson Creek (FSJ/DC) et de Tumbler Ridge (TR) dans le nord-est de la Colombie-Britannique (PNG du nord-est). À la fin de 2016, PNG servait environ 42 000 clients. La clientèle a augmenté de 1 % en 2016. Environ 87 % du total de la clientèle de PNG sont des clients résidentiels. La base tarifaire de PNG était d'environ 204 millions de dollars à la fin l'exercice. Le 10 août 2016, la BCUC a rendu une décision confirmant le maintien sans changement du ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires et du RCP autorisé de l'entreprise de services publics de référence. De ce fait, le RCP autorisé a été fixé à 9,50 % pour PNG de l'ouest et la division TR de PNG du nord-est, et à 9,25 % pour la division FSJ/DC de PNG du nord-est, inchangé par rapport à 2015. Le ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires pour PNG de l'ouest et la division TR de PNG du nord-est a aussi été maintenu à 46,5 % et celui de la division FSJ/DC de PNG du nord-est, à 41 %.

PNG exerce ses activités en vertu de la réglementation fondée sur le coût du service et les tarifs des clients sont fondés sur les produits, ce qui permet de recouvrer les coûts prévus plus un taux de rendement établi sur le capital-actions ordinaires présumé de PNG.

La BCUC a approuvé la demande de produits de PNG pour 2016-2017 et a déterminé les nouveaux tarifs de livraison aux clients pour 2016 et 2017. PNG a aussi produit un rapport sur les volumes de gaz pour le quatrième trimestre, aux fins des augmentations des tarifs pour les produits de base et une augmentation des avenants tarifaires du mécanisme de stabilisation des tarifs pour les clients de base du fait du temps plus chaud enregistré en 2016. Ces changements, qui ont été approuvés par la BCUC, ajoutés aux augmentations des tarifs de livraison aux clients déjà approuvés pour 2017, signifient des augmentations de 1 % à 25 % des tarifs à compter du 1^{er} janvier 2017.

En 2013, PNG a démarré un projet visant à augmenter la capacité de sa canalisation de transport et a signé des Transportation Reservation Agreements (ententes de réserve de capacité de transport, ou TRA) avec deux parties afin de soutenir le projet d'expansion de PNG (le projet de bouclage de pipeline de PNG). Les TRA prévoient le recouvrement des frais de mise en valeur engagés dans le projet de bouclage de pipeline de PNG. Le TRA conclu avec une des parties a été résilié en mars 2016, et PNG a récupéré de cette partie la quote-part des frais de mise en valeur pour le projet qui lui était attribuable. L'autre partie a modifié certaines modalités de la TRA la liant à PNG, de sorte qu'elle a aussi remboursé sa quote-part des frais de mise en valeur pour le projet, ainsi que les récupérations des frais généraux déjà engagés.

Heritage Gas Limited

Heritage Gas détient les droits exclusifs de distribution de gaz naturel grâce à son réseau de distribution dans la totalité ou une partie des sept comtés de la Nouvelle-Écosse, y compris la municipalité régionale d'Halifax. En 2016, la clientèle de Heritage Gas a augmenté de 3 % et s'établissait à environ 6 500 clients à la fin de l'exercice. Heritage Gas a une combinaison de clients résidentiels, de petits commerces et de clients commerciaux importants. La base tarifaire de Heritage Gas était d'environ 288 millions de dollars à la fin de l'exercice. Pour 2016 et 2015, le rendement des capitaux propres de Heritage Gas approuvé

par l'organisme réglementaire était de 11 % sur une structure du capital prescrite composée à 45 % de capitaux propres et à 55 % de dettes.

Heritage Gas exerce ses activités en vertu de la réglementation fondée sur le coût du service et est régie par le NSUARB. Dans le but de maintenir des prix concurrentiels et de maintenir la clientèle, le 2 mars 2016, Heritage Gas a déposé auprès du NSUARB une demande de programme de fidélisation des clients, dans laquelle elle sollicite une baisse des tarifs de distribution pour les clients commerciaux dont la consommation varie entre 500 et 4 999 GJ par an et la possibilité d'imposer à ces clients des hausses de tarifs souples de temps à autre, jusqu'à concurrence des tarifs de distribution déjà approuvés, tant que le programme de fidélisation des clients est en vigueur. En outre, Heritage Gas a demandé une suspension de l'amortissement et un taux de capitalisation de 50 % pour les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration tant que le programme de fidélisation des clients est en vigueur. En septembre 2016, le NSUARB a approuvé la demande de programme de fidélisation des clients d'Heritage Gas. L'approbation a autorisé tous les éléments de la demande d'Heritage Gas en plus d'une réduction de tarifs pour les clients résidentiels de 0,50 \$ le GJ pour les saisons hivernales 2016-2017 et 2017-2018, et d'un rendement de 4 % sur les soldes différés d'amortissement et de frais d'exploitation créés par le programme de fidélisation des clients. Heritage Gas estime que le programme de fidélisation des clients sera en vigueur jusqu'en 2021.

Inuvik Gas Ltd. et Ikhil Joint Venture

AltaGas a une participation de 33 1/3 % dans Inuvik Gas et dans les réserves de gaz naturel d'Ikhil Joint Venture (Ikhil), qui alimentent depuis longtemps Inuvik Gas en gaz naturel destiné à la ville d'Inuvik. Les réserves de gaz naturel d'Ikhil se sont épuisées plus rapidement que prévu. Ainsi, à l'heure actuelle, la principale source d'approvisionnement en énergie d'Inuvik Gas est un système de transformation du propane liquide en gaz naturel synthétique, Ikhil agissant à titre de solution de rechange. Le 7 décembre 2016, Inuvik Gas a signifié à la ville d'Inuvik son intention de résilier la convention de concession de distribution de gaz en décembre 2018. Entre-temps, Inuvik Gas collaborera avec la ville d'Inuvik afin de faciliter le transfert de propriété à la ville d'Inuvik.

Miser sur les possibilités d'affaires

Tout en offrant un service sécuritaire et fiable, AltaGas recherche des possibilités dans le secteur Services publics afin de livrer de la valeur à ses clients et d'améliorer la valeur à long terme pour ses actionnaires. Les objectifs de la Société sont les suivants :

- Maximiser l'utilisation de l'infrastructure existante et la pénétration du marché afin de maintenir des tarifs avantageux;
- Investir dans la sécurité et la fiabilité de l'infrastructure existante, y compris les programmes de mise à jour des réseaux de distribution;
- Étendre l'infrastructure à de nouveaux marchés afin de faire profiter de nouveaux clients des avantages du gaz sur les plans économique et environnemental sans nuire aux clients existants;
- Préserver les solides relations avec les collectivités locales, les groupes des Premières Nations, les gouvernements et les organismes de réglementation.
- Maintenir de solides relations avec les collectivités et les organismes de réglementation tout en assurant de justes rendements pour les actionnaires;
- Acquérir de nouvelles concessions lorsque l'occasion se présente.

AltaGas prévoit agrandir son infrastructure de services publics existante par des investissements continus et des améliorations des immobilisations dans les zones de concession, ce qui favorisera une croissance de la base tarifaire et l'augmentation soutenue de la clientèle, dont la conversion au gaz naturel d'utilisateurs de sources d'énergie de remplacement. Après les ajustements découlant du change, les services publics d'AltaGas ont enregistré une croissance moyenne de 6 % de leur base tarifaire au cours des trois dernières années. La croissance de la base tarifaire résulte directement d'investissements prudents dans les secteurs d'activité actuels, de même que de l'ajout de nouveaux clients. Le taux de croissance du nombre de nouveaux clients varie selon les services publics de la Société, les services publics parvenus à maturité enregistrant des taux de croissance plus modérés, qui sont en général étroitement liés à l'essor économique des zones de concession respectives.

REVUE FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en millions de dollars)	2016	2015	2016	2015
Produits	661	580	2 190	2 193
BAIIA normalisé ¹	194	173	701	582
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires	38	(54)	155	10
Bénéfice net normalisé ¹	48	56	153	140
Total de l'actif	10 201	10 100	10 201	10 100
Total du passif à long terme	4 589	4 949	4 589	4 949
Acquisition d'immobilisations corporelles, montant net	121	732	405	1 150
Dividendes déclarés ²	87	72	320	260
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées ¹	172	159	554	470

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en dollars par action, sauf les actions en circulation)	2016	2015	2016	2015
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	0,23	(0,37)	0,99	0,07
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – dilué(e)	0,23	(0,37)	0,99	0,07
Bénéfice net normalisé – de base ¹	0,29	0,38	0,98	1,02
Dividendes déclarés ²	0,53	0,50	2,03	1,89
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées ¹	1,04	1,09	3,52	3,41
Actions en circulation – de base (en millions)				
Au cours de la période ³	166	146	157	138
À la fin de la période	167	146	167	146

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

2) Dividendes déclarés par action ordinaire par mois de 0,1475 \$ à compter du 26 mai 2014, de 0,16 \$ à compter du 26 mai 2015, de 0,165 \$ à compter du 26 octobre 2015 et de 0,175 \$ à compter du 25 août 2016.

3) Moyenne pondérée.

Trois mois clos les 31 décembre

Le BAIIA normalisé pour le quatrième trimestre de 2016 s'est établi à 194 millions de dollars, par rapport à 173 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2015. L'augmentation est attribuable surtout à l'apport pour un trimestre complet des centrales San Joaquin, à la mise en activité commerciale de l'installation Townsend au troisième trimestre de 2016, à l'absence de pertes comptabilisées à la valeur de consolidation sur les EAE de Sundance B, aux températures moins élevées enregistrées par toutes les installations du secteur Services publics, à l'augmentation des bénéfices provenant de Petrogas, y compris les dividendes sur les actions privilégiées de Petrogas, et les hausses des tarifs intermédiaires et remboursables pour ENSTAR. Les augmentations ont été en partie contrebalancées par une baisse de l'apport des centrales hydroélectriques du Nord-Ouest du fait des conditions météorologiques défavorables qui ont causé des baisses des débits des rivières, une baisse des gains réalisés sur les couvertures de différentiels de fractionnement, une hausse de la charge de rémunération incitative étant donné que la Société a atteint ses principaux objectifs stratégiques pour 2016, l'incidence de la vente d'actifs à Tidewater Gas, et une baisse des produits additionnels tirés de la rémunération au service à l'installation Gordondale en raison de la diminution des volumes livrés en excédent des niveaux prévus par l'entente ferme.

Les liquidités provenant de l'exploitation normalisées pour le quatrième trimestre de 2016 se sont établies à 172 millions de dollars (1,04 \$ par action), en regard de 159 millions de dollars (1,09 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2015, sous l'effet des mêmes facteurs que pour le BAIIA normalisé ainsi que de la baisse de la charge d'impôts exigibles, partiellement contrebalancés par l'augmentation des intérêts débiteurs et une baisse des dividendes sur les actions ordinaires de Petrogas.

Au quatrième trimestre de 2016, AltaGas a reçu de Petrogas des dividendes sur actions ordinaires de 6 millions de dollars, alors qu'elle avait reçu 11 millions de dollars au quatrième trimestre de 2015. En 2016, Petrogas a versé des dividendes sur ses actions ordinaires tous les trimestres, alors qu'en 2015 elle n'en avait versé qu'au quatrième trimestre.

Les charges d'exploitation et d'administration pour le quatrième trimestre de 2016 ont atteint 131 millions de dollars, contre 120 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2015. L'augmentation est attribuable essentiellement aux coûts de résiliation des EAE de Sundance B et à la hausse de la charge de rémunération incitative. L'amortissement s'est élevé à 70 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2016, comparativement à 59 millions de dollars pour le trimestre correspondant de l'exercice 2015. L'augmentation s'explique surtout par les nouveaux actifs mis en service ou acquis. Les intérêts débiteurs se sont élevés à 40 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2016, en regard de 34 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2015. Cette augmentation est surtout attribuable à une hausse du solde d'endettement moyen, à une baisse des intérêts capitalisés et à une hausse des taux d'intérêt moyens.

En décembre 2016, AltaGas Pipeline Partnership et le gouvernement de l'Alberta ont conclu un accord de règlement définitif à l'égard de la résiliation des EAE de Sundance B, qui étaient précédemment détenus par ASTC. En vertu de l'accord de règlement, AltaGas a convenu de fournir 391 879 crédits carbone autogénérés et de verser au comptant un montant total de 6 millions de dollars en versements égaux sur trois ans à compter de 2018. De plus, AltaGas Pipeline Partnership et ASTC ont obtenu du gouvernement de l'Alberta une libération de toutes les obligations passées, présentes et futures relatives aux EAE de Sundance B. Par suite de l'accord de règlement, AltaGas a comptabilisé des coûts liés à la résiliation de 8 millions de dollars avant impôts (7 millions de dollars après impôts) au quatrième trimestre de 2016. Avant le règlement avec le gouvernement de l'Alberta, ASTC a été dissoute et, par conséquent, AltaGas a comptabilisé un recouvrement d'impôts de 8 millions de dollars au quatrième trimestre de 2016. Compte tenu du recouvrement d'impôts à la dissolution d'ASTC, l'incidence après impôts du règlement sur le bénéfice consolidé d'AltaGas pour les trois mois clos le 31 décembre 2016 a été négligeable.

AltaGas a comptabilisé une charge d'impôts de 6 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2016, par rapport à 3 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2015. L'augmentation s'explique surtout par la hausse du bénéfice imposable au quatrième trimestre de 2016, y compris la hausse du bénéfice imposable provenant des activités aux États-Unis pour lesquelles le taux d'imposition des sociétés est plus élevé, en partie annulée par un recouvrement d'impôts de 8 millions de dollars à la dissolution d'ASTC.

Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires pour le quatrième trimestre de l'exercice 2016 a été de 38 millions de dollars (0,23 \$ par action), par rapport à une perte nette attribuable aux actions ordinaires de 54 millions de dollars (0,37 \$ par action) pour le trimestre correspondant de l'exercice 2015. L'augmentation du bénéfice net attribuable aux actions ordinaires pour le quatrième trimestre de 2016 est attribuable surtout aux provisions de 114 millions de dollars après impôts établies à l'égard de divers actifs et placements au quatrième trimestre de 2015 et des mêmes facteurs que ceux indiqués plus haut pour la croissance du BAIIA normalisé pour le quatrième trimestre de 2016, partiellement compensés par les coûts de résiliation des EAE de Sundance B, la baisse des gains latents sur les contrats de gestion du risque, la hausse de la charge d'amortissement, des intérêts débiteurs et de la charge d'impôts.

Le bénéfice net normalisé pour le quatrième trimestre de 2016 s'est établi à 48 millions de dollars (0,29 \$ par action), comparativement à 56 millions de dollars (0,38 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2015. La diminution est attribuable à l'augmentation de la charge d'amortissement, des intérêts débiteurs et de la charge d'impôts, partiellement compensée par les mêmes facteurs que ceux indiqués plus haut pour la croissance du BAIIA normalisé au quatrième trimestre de 2016. Au quatrième trimestre de 2016, le bénéfice net avait été normalisé pour tenir compte des montants après impôts relatifs aux coûts de transaction liés aux acquisitions, des pertes latentes sur les contrats de gestion du risque, des pertes sur les placements à long terme, des coûts de résiliation des EAE de Sundance B et du recouvrement d'impôt à la dissolution d'ASTC. Au quatrième trimestre de 2015, le bénéfice net avait été normalisé pour tenir compte des montants après impôts relatifs aux coûts de transaction liés aux acquisitions, des frais de mise en valeur engagés relativement aux exportations d'énergie, des provisions pour des actifs et pour des placements comptabilisés à la valeur de consolidation, du gain latent sur les contrats de gestion du risque, et de la perte sur des placements à long terme.

Exercice clos le 31 décembre

Le BAIIA normalisé pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 s'est établi à 701 millions de dollars, contre 582 millions de dollars pour la période correspondante de 2015. La hausse est attribuable au BAIIA généré pour un exercice complet par les centrales San Joaquin, à la mise en activité commerciale de l'installation Townsend et à la hausse des tarifs et la croissance de la clientèle du secteur Services publics, l'augmentation de l'apport des centrales hydroélectriques du Nord-Ouest attribuable à l'apport pour un exercice complet de la centrale McLymont, à l'incidence de l'appréciation du dollar américain sur les résultats présentés des actifs américains, à l'absence d'arrêts aux centrales Younger et Harmattan, à la baisse des pertes comptabilisées à la valeur de consolidation sur les EAE de Sundance B, et à la hausse des bénéfices provenant de Petrogas, y compris les dividendes sur les actions privilégiées de Petrogas. Les augmentations ont été en partie contrebalancées par une baisse des gains réalisés sur les couvertures de différentiels de fractionnement, l'incidence des températures plus élevées enregistrées au cours du premier trimestre de 2016 dans toutes les régions où se trouvent les entreprises de services publics, l'incidence de la vente d'actifs à Tidewater Gas, une baisse des produits additionnels tirés de la rémunération au service à l'installation Gordondale en raison de la diminution des volumes livrés en excédent des niveaux prévus par l'entente ferme, une hausse de la charge de rémunération incitative étant donné que la Société a atteint ses principaux objectifs stratégiques pour 2016, et l'incidence de l'expiration du EAE de Pomona à la fin de 2015.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, les liquidités provenant de l'exploitation normalisées se sont établies à 554 millions de dollars (3,52 \$ par action), en regard de 470 millions de dollars (3,41 \$ par action) en 2015, du fait des mêmes facteurs que ceux qui ont eu une incidence sur le BAIIA normalisé et de l'augmentation des dividendes sur actions ordinaires de Petrogas, contrebalancés en partie par la hausse des intérêts débiteurs. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, AltaGas a reçu de Petrogas des dividendes sur actions ordinaires de 24 millions de dollars, alors qu'elle avait reçu 11 millions de dollars en 2015.

Les charges d'exploitation et d'administration pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 se sont élevées à 509 millions de dollars, en regard de 492 millions de dollars en 2015. L'augmentation s'explique principalement par l'alourdissement des charges d'exploitation et d'administration engagées par le secteur Électricité en raison des nouveaux actifs mis en service ou acquis, l'incidence de l'appréciation du dollar américain, les frais de résiliation des EAE de Sundance B, et les charges de restructuration d'environ 7 millions de dollars comptabilisées au deuxième trimestre de 2016 relativement à la restructuration de la main-d'œuvre. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la diminution des charges d'exploitation et d'administration résultant de la vente d'actifs du secteur Gaz à Tidewater. L'amortissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 a été porté à 272 millions de dollars, contre 212 millions de dollars pour 2015, surtout en raison de la mise en service ou de l'acquisition de nouveaux actifs et des répercussions de l'appréciation du dollar américain. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par une diminution de l'amortissement découlant de la vente d'actifs du secteur Gaz à Tidewater. Les intérêts débiteurs pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 se sont élevés à 151 millions de dollars, contre 125 millions de dollars en 2015. Cette augmentation est surtout attribuable à une hausse du solde d'endettement moyen et à une baisse des intérêts capitalisés, en partie compensées par une baisse des taux d'intérêt moyens.

Au cours du premier trimestre de 2016, ASTC a exercé son droit de résilier les EAE de Sundance B en date du 8 mars 2016 par suite de la modification apportée aux clauses juridiques des EAE de Sundance B, en raison des changements récents au règlement Specified Gas Emitters Regulation de l'Alberta. En conséquence, AltaGas a comptabilisé une provision avant impôts de 4 millions de dollars à l'égard de son placement dans ASTC afin de régler le déficit de fonds de roulement au premier trimestre de 2016. En outre, AltaGas a comptabilisé une charge de résiliation avant impôts de 8 millions de dollars (7 millions de dollars après impôts) après avoir conclu un accord de règlement définitif avec le gouvernement de l'Alberta quant à la résiliation des EAE de Sundance B au quatrième trimestre de 2016. Y compris le recouvrement d'impôts à la dissolution d'ASTC de 8 millions de dollars, l'incidence après impôts de la résiliation des EAE de Sundance B s'est établie à environ 3 millions de dollars. Dans le cadre de l'accord de règlement, AltaGas Pipeline Partnership et ASTC ont obtenu du gouvernement de l'Alberta une libération de toutes les obligations passées, présentes et futures relatives aux EAE de Sundance B.

Le 29 février 2016, AltaGas a conclu la vente à Tidewater de certains actifs secondaires de collecte et de traitement de gaz naturel situés principalement dans le centre et le centre-nord de l'Alberta et représentant une capacité autorisée de traitement de gaz naturel brut totale d'environ 490 mmpc/j, pour une contrepartie totale composée de 30 millions de dollars en trésorerie

et d'environ 43,7 millions d'actions ordinaires de Tidewater. À la date de la vente, les volumes traités à ces centrales totalisaient environ 120 mmpc/j. Un gain avant impôts de 5 millions de dollars a été comptabilisé à la vente pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Au troisième trimestre de 2016, PNG a comptabilisé un bénéfice d'environ 7 millions de dollars relativement au recouvrement des frais de mise en valeur auprès de Triton LNG Limited Partnership pour le projet de bouclage de pipeline de PNG, un projet de mise en valeur qui a pour objectif d'accroître la capacité de la canalisation de transport de gaz naturel de PNG. Triton LNG Limited Partnership est une filiale en propriété exclusive d'AltaGas Idemitsu Joint Venture Limited Partnership.

AltaGas a comptabilisé une charge d'impôts de 33 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, par rapport à 48 millions de dollars pour l'exercice 2015. La charge d'impôts a diminué, en raison principalement de l'absence de la charge sans effet de trésorerie non récurrente de 14 millions de dollars comptabilisée au deuxième trimestre de 2015 et découlant de la hausse du taux d'imposition des sociétés en Alberta, des imputations au bénéfice en 2015 qui n'ont pas donné lieu à des recouvrements d'impôts, du recouvrement d'impôts de 10 millions de dollars lié à la vente d'actifs du secteur Gaz à Tidewater comptabilisée au premier trimestre de 2016 et du recouvrement d'impôts de 8 millions de dollars se rapportant à la dissolution d'ASTC au quatrième trimestre de 2016. La diminution a été en partie annulée par une hausse du bénéfice imposable en 2016, par rapport à 2015.

Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 s'est chiffré à 155 millions de dollars (0,99 \$ par action), comparativement à 10 millions de dollars (0,07 \$ par action) pour la même période en 2015. L'augmentation du bénéfice net attribuable aux actions ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 est attribuable surtout aux provisions de 119 millions de dollars après impôts établies à l'égard de divers actifs et placements en 2015, de la baisse de la charge d'impôts et des mêmes facteurs que ceux indiqués plus haut pour la croissance du BAIIA normalisé pour 2016, partiellement compensés par les coûts de résiliation des EAE de Sundance B, la baisse des gains latents sur les contrats de gestion du risque, la hausse de la charge d'amortissement, des intérêts débiteurs et des dividendes sur les actions privilégiées.

Le bénéfice net normalisé pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 s'est établi à 153 millions de dollars (0,98 \$ par action), comparativement à 140 millions de dollars (1,02 \$ par action) en 2015. L'écart provient des mêmes facteurs que ceux indiqués plus haut pour l'incidence sur le BAIIA normalisé ainsi que d'une hausse de l'amortissement, des intérêts débiteurs et des dividendes sur actions privilégiées. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires a été normalisé pour tenir compte des montants après impôts relatifs aux pertes latentes sur les contrats de gestion du risque, des coûts de transaction liés aux acquisitions, des gains à la vente d'actifs et du recouvrement d'impôts connexe, d'une perte pour dilution constatée sur un placement comptabilisé à la valeur de consolidation, une provision établie pour des placements comptabilisés à la valeur de consolidation, des charges de restructuration, des frais de mise en valeur pour des projets d'exportation d'énergie, des coûts de résiliation des EAE de Sundance B, du recouvrement d'impôts à la dissolution d'ASTC et du recouvrement des frais de mise en valeur du projet de bouclage de pipeline de PNG. Le bénéfice net pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 a été normalisé pour tenir compte de montants après impôts relatifs aux gains latents sur les contrats de gestion du risque, de la perte sur les placements à long terme, des provisions pour certains actifs et pour les placements comptabilisés à la valeur de consolidation, des frais de mise en valeur engagés pour des projets d'exportation d'énergie, des coûts de transaction liés aux acquisitions et d'une modification du taux d'imposition prévu par la loi.

Bien que le bénéfice net normalisé pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 ait augmenté de 13 millions de dollars par rapport à 2015, le bénéfice net normalisé par action pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 a baissé de 0,04 \$ par action comparativement à 2015 étant donné que le nombre d'actions ordinaires en circulation a été plus élevé en 2016.

MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR

Dans le présent rapport de gestion, il est fait référence à certaines mesures financières utilisées par AltaGas qui n'ont pas de définition normalisée selon les PCGR et qui peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires utilisées par d'autres entités. Les lecteurs sont avisés que ces mesures financières non conformes aux PCGR ne doivent pas être considérées comme des substituts à d'autres mesures du rendement financier calculées selon les PCGR. Les mesures financières non conformes

aux PCGR et leur rapprochement aux mesures financières conformes aux PCGR sont présentés ci-après. Ces mesures non conformes aux PCGR fournissent de l'information supplémentaire que la direction juge importante en ce qu'elles décrivent la performance opérationnelle d'AltaGas, sa situation de trésorerie ainsi que sa capacité de financer les dividendes, les dépenses en immobilisations et les autres activités d'investissement. La description de ces mesures non conformes aux PCGR ainsi que des informations supplémentaires associées à chacune d'entre elles sont présentées ci-après.

Dans le présent rapport, les expressions BAIIA normalisé, bénéfice net normalisé et liquidités provenant de l'exploitation normalisées ont le sens qui leur est donné dans la présente rubrique.

BAIIA normalisé	Trois mois clos les		Exercices clos les	
<i>(en millions de dollars)</i>	31 décembre		31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
BAIIA normalisé	194 \$	173 \$	701 \$	582 \$
Ajouter (déduire) :				
Coûts de transaction liés aux acquisitions	(2)	(2)	(3)	(2)
Gains latents (pertes latentes) sur les contrats de gestion du risque	(12)	8	(11)	9
Perte sur les placements à long terme	(1)	(35)	—	(34)
Gain à la cession d'actifs	—	—	4	—
Provision pour actifs à long terme	—	(43)	—	(54)
Perte dilutive sur placements comptabilisés à la valeur de consolidation	—	—	(1)	—
Provision pour placements comptabilisés à la valeur de consolidation	—	(47)	(5)	(47)
Frais de mise en valeur liés aux projets d'exportation d'énergie	—	(2)	(1)	(4)
Charges de restructuration	—	—	(7)	—
Charges de désactualisation	(3)	(3)	(11)	(11)
Coûts liés à la résiliation des EAE de Sundance B	(8)	—	(8)	—
Gain de change	—	6	4	6
Recouvrement des frais de mise en valeur pour le projet de bouclage de pipeline de PNG	—	—	7	—
BAIIA	168 \$	55 \$	669 \$	445 \$
Ajouter (déduire) :				
Amortissement	(70)	(59)	(272)	(212)
Intérêts débiteurs	(40)	(34)	(151)	(125)
Charge d'impôt	(6)	(3)	(33)	(48)
Bénéfice net (perte nette) après impôts (mesure financière conforme aux PCGR)	52 \$	(41) \$	213 \$	60 \$

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

Le BAIIA normalisé comprend d'autres ajustements pour tenir compte des gains latents ou des pertes latentes sur les contrats de gestion du risque, des gains ou des pertes sur les placements à long terme, des coûts de transaction liés aux acquisitions, des gains ou des pertes à la cession d'actifs, des charges de désactualisation, du gain ou de la perte de change, de la provision pour placements comptabilisés à la valeur de consolidation, de la provision pour certains actifs à long terme, des charges de restructuration, de la perte dilutive sur placements comptabilisés à la valeur de consolidation, des coûts liés à la résiliation des EAE de Sundance B et du recouvrement des frais de mise en valeur pour le projet de bouclage de pipeline de PNG. Le BAIIA normalisé comprend aussi un rajustement afin de tenir compte de certains frais de mise en valeur non capitalisés liés aux projets d'exportation d'énergie. AltaGas présente le BAIIA normalisé comme mesure supplémentaire du fait qu'il est souvent utilisé par les analystes et les investisseurs pour évaluer des entités du 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		Exercices clos les	
<i>(en millions de dollars)</i>	31 décembre		31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Bénéfice net normalisé	48 \$	56 \$	153 \$	140 \$
Ajouter (déduire) après impôts :				
Coûts de transaction liés aux acquisitions	(1)	(1)	(2)	(1)
Gains latents (pertes latentes) sur les contrats de gestion du risque	(9)	6	(8)	7
Perte sur les placements à long terme	(1)	(34)	—	(33)
Gain à la cession d'actifs	—	—	15	—
Provision pour actifs à long terme	—	(33)	—	(39)
Perte dilutive sur placements comptabilisés à la valeur de consolidation	—	—	(1)	—
Provision pour placements comptabilisés à la valeur de consolidation	—	(47)	(2)	(47)
Frais de mise en valeur liés aux projets d'exportation d'énergie	—	(1)	(1)	(3)
Charges de restructuration	—	—	(5)	—
Coûts liés à la résiliation des EAE de Sundance B	(7)	—	(7)	—
Recouvrement d'impôts à la dissolution d'ASTC	8	—	8	—
Variation du taux d'imposition prévu par la loi	—	—	—	(14)
Recouvrement des frais de mise en valeur pour le projet de bouclage de pipeline de PNG	—	—	5	—
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires (mesure financière conforme aux PCGR)	38 \$	(54) \$	155 \$	10 \$

Le bénéfice net normalisé représente le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires rajusté pour tenir compte de l'incidence après impôts des gains latents ou des pertes latentes sur les contrats de gestion du risque, des gains ou des pertes sur les placements à long terme, des coûts de transaction liés aux acquisitions, des gains ou des pertes à la cession d'actifs, de la provision pour placements comptabilisés à la valeur de consolidation, de la provision pour certains actifs à long terme, des charges de restructuration, de la perte dilutive sur placements comptabilisés à la valeur de consolidation, des coûts liés à la résiliation des EAE de Sundance B, du recouvrement d'impôts à la dissolution d'ASTC, du recouvrement des frais de mise en valeur pour le projet de bouclage de pipeline de PNG et de la variation du taux d'imposition prévu par la loi. Le bénéfice net normalisé comprend aussi un rajustement afin de tenir compte de certains frais d'aménagement non capitalisables liés aux projets d'exportation d'énergie. Cette mesure est présentée afin d'améliorer la comparabilité du bénéfice d'AltaGas étant donné qu'elle reflète le rendement sous-jacent des activités d'AltaGas.

Liquidités provenant de l'exploitation normalisées	Trois mois clos les		Exercices clos les	
<i>(en millions de dollars)</i>	31 décembre		31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Liquidités provenant de l'exploitation normalisées	172 \$	159 \$	554 \$	470 \$
Ajouter (déduire) :				
Frais de mise en valeur liés aux projets d'exportation d'énergie	—	(1)	—	(1)
Coûts de transaction liés aux acquisitions	(2)	(2)	(3)	(2)
Charges de restructuration	—	—	(7)	—
Impôts exigibles sur une cession	—	(1)	—	(1)
Coûts liés à la résiliation des EAE de Sundance B	(11)	—	(11)	—
Recouvrement des frais de mise en valeur pour le projet de bouclage de pipeline de PNG	—	—	5	—
Liquidités provenant de l'exploitation	159	155	538	466
Ajouter (déduire) :				
Variation nette des actifs et passifs d'exploitation	(21)	(61)	(78)	39
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations réglées	(2)	(2)	(4)	(4)
Flux de trésorerie d'exploitation (mesure financière conforme aux PCGR)	136 \$	92 \$	456 \$	501 \$

La direction et les investisseurs utilisent les liquidités provenant de l'exploitation normalisées dans leur analyse de la situation de trésorerie de la Société, sans tenir compte de la variation des actifs et passifs d'exploitation au cours de la période, et des

charges hors exploitation connexes (déduction faite des impôts exigibles) comme les coûts de transaction liés aux acquisitions, les coûts liés à la résiliation des EAE de Sundance B, le recouvrement des frais de mise en valeur pour le projet de bouclage de pipeline de PNG, les impôts exigibles sur une cession et les charges de restructuration.

Les liquidités provenant de l'exploitation sont calculées d'après les données des états des flux de trésorerie consolidés et correspondent aux flux de trésorerie d'exploitation compte non tenu de la variation nette des actifs et passifs d'exploitation et des dépenses engagées pour régler les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. La direction a recours à cette mesure pour comprendre sa capacité de générer des fonds pour financer les dépenses en immobilisations, rembourser la dette, verser des dividendes et aux fins d'autres activités d'investissement.

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

RÉSULTATS D'EXPLOITATION PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

BAIIA normalisé¹ (en millions de dollars)	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Gaz	49 \$	44 \$	163 \$	172 \$
Électricité	63	53	285	177
Services publics	90	80	277	257
Total partiel : secteurs d'exploitation	202	177	725	606
Siège social	(8)	(4)	(24)	(24)
	194 \$	173 \$	701 \$	582 \$

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

GAZ

STATISTIQUES D'EXPLOITATION

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Capacité d'amenée de gaz traitée (mmpc/j) ¹	972	909	918	910
Capacité d'amenée de gaz traitée à l'installation de collecte et de traitement sur place de gaz traité (mmpc/j) ^{1, 2}	365	389	312	392
Total de la capacité d'amenée de gaz traité (mmpc/j) ^{1, 2}	1 337	1 298	1 230	1 302
Volumes d'extraction d'éthane (b/j) ¹	32 233	32 250	30 211	30 970
Volumes d'extraction de LGN (b/j) ^{1, 3}	37 454	33 215	34 224	31 308
Total des volumes d'extraction (b/j) ^{1, 4}	69 687	65 465	64 435	62 278
Différentiels de fractionnement – réalisés (\$/b) ^{1, 5}	6,11	15,55	7,41	18,03
Différentiels de fractionnement – prix au comptant moyen (\$/b) ^{1, 6}	8,40	5,06	8,27	5,10

1) Moyenne de la période.

2) Les volumes de gaz traités aux centrales vendues à Tidewater le 29 février 2016 se chiffrent à environ 125 mmpc/j pour les trois mois clos le 31 décembre 2015 et à environ 131 mmpc/j pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

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

4) Inclut les LGN traités par Harmattan au nom de clients.

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

6) 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, avant la comptabilisation des couvertures, divisé par les volumes exposés aux différentiels de fractionnement respectifs pour la période.

Pour les trois mois clos le 31 décembre 2016, le total de la capacité d'amenée de gaz traitée aux installations d'extraction a augmenté de 63 mmpc/j par rapport à la période correspondante de 2015. L'augmentation s'explique par une hausse des volumes traités à EEEP par suite de l'accroissement de la participation, en partie contrebalancée par une baisse des volumes à Harmattan. La capacité d'amenée de gaz traitée aux installations de collecte et de traitement sur place pour les trois mois clos

le 31 décembre 2016 a reculé de 24 mmpc/j du fait principalement de la cession d'actifs du secteur Gaz à Tidewater et de la baisse des volumes à l'usine de Gordondale, partiellement contrebalancées par les volumes reçus à l'installation nouvellement construite de Townsend.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, le total de la capacité d'amenée de gaz traitée aux installations d'extraction a augmenté de 8 mmpc/j par rapport à la période correspondante de 2015. Cette augmentation découle de la hausse des volumes aux installations Younger et Harmattan en 2016 du fait surtout des grands projets d'entretien réalisés au cours de l'exercice précédent, en partie neutralisée par les fermetures temporaires des usines d'extraction d'éthane d'Edmonton EEEP et Joffre, étant donné que l'extraction de certains LGN dans ces usines n'était plus rentable en raison de la faiblesse des prix des produits de base au premier semestre de 2016, et par la fermeture de l'usine non exploitée d'Empress Gas Liquids Joint Venture (EGLJV). Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la capacité d'amenée de gaz traitée aux installations de collecte et de traitement sur place a reculé de 80 mmpc/j, en raison principalement de la cession d'actifs du secteur Gaz à Tidewater et de la baisse des volumes à l'usine de Gordondale, partiellement contrebalancées par les volumes reçus à l'installation nouvellement construite de Townsend.

Pour les trois mois clos le 31 décembre 2016, les volumes moyens d'extraction d'éthane sont restés relativement stables par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent en raison de la baisse des recouvrements de Younger qui a été nettement compensée par l'augmentation des volumes à EEEP par suite de l'accroissement de la participation. Les volumes de LGN pour les trois mois clos le 31 décembre 2016 ont augmenté de 4 239 b/j par rapport à la période correspondante de 2015, les volumes produits ayant augmenté à l'usine EEEP par suite de l'accroissement de la participation et de l'augmentation de la production à Younger attribuable à une hausse du gaz traitée et des recouvrements.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, les volumes moyens d'extraction d'éthane ont diminué de 759 b/j, tandis que les volumes moyens de LGN ont augmenté de 2 916 b/j en regard de ceux de la même période de l'exercice précédent. La baisse des volumes d'éthane s'explique par les fermetures temporaires survenues à Joffre et à EEEP au cours du premier semestre de 2016 et par la réduction des volumes à l'installation Younger, le tout en partie contrebalancé par une hausse des volumes à l'installation Harmattan du fait des projets d'entretien réalisés l'année précédente. L'augmentation des volumes de LGN s'explique par l'accroissement des recouvrements, par les projets d'entretien réalisés l'année précédente à Younger et par la hausse des volumes à EEEP en raison de la participation accrue.

Trois mois clos les 31 décembre

Le secteur Gaz a inscrit un BAIIA normalisé de 49 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2016, comparativement à 44 millions de dollars au trimestre correspondant de 2015. Au quatrième trimestre de 2016, le BAIIA normalisé a progressé en raison des produits provenant de l'installation Townsend mise en service au cours du troisième trimestre de 2016 et de la hausse du bénéfice de Petrogas, partiellement contrebalancés par la baisse des différentiels de fractionnement réalisés attribuable aux gains sur les couvertures en 2015, l'incidence de la cession d'actifs du secteur Gaz à Tidewater et la baisse des produits additionnels tirés de la rémunération au service à l'installation Gordondale attribuable à la diminution des volumes livrés en excédent des niveaux prévus par l'entente ferme. AltaGas a comptabilisé sa quote-part de 5 millions de dollars des bénéfices de Petrogas, comparativement à néant pour le trimestre correspondant de 2015. La hausse des bénéfices de Petrogas s'explique par les dividendes reçus par AltaGas sur le placement dans des actions privilégiées de Petrogas en juin 2016 et l'amélioration des résultats de tous les secteurs d'activité de Petrogas. Au cours du quatrième trimestre de 2016, les bénéfices de Petrogas ont été avantagés par l'amélioration généralisée des conditions des secteurs d'activité de Petrogas qui soutiennent les activités en amont, la progression des livraisons de LGN à l'échelle nationale et la poursuite des livraisons exportées à partir du terminal Ferndale.

Au cours du quatrième trimestre de 2016, AltaGas a couvert 3 100 b/j de LGN à un différentiel de fractionnement moyen de 11 \$/b, y compris les écarts de base. Au cours du quatrième trimestre de 2015, AltaGas a couvert environ 3 000 b/j de LGN à un différentiel de fractionnement moyen de 27 \$/b, y compris les écarts de base. Le différentiel de fractionnement de LGN moyen indicatif au comptant pour le quatrième trimestre de 2016 a été d'environ 8 \$/b, comparativement à 5 \$/b pour le trimestre correspondant de 2015. Le différentiel de fractionnement réalisé de 6 \$/b (16 \$/b en 2015) au quatrième trimestre de 2016 a été

inférieur à celui du trimestre correspondant de 2015 du fait des gains réalisés sur les couvertures de différentiels de fractionnement des LGN au cours du quatrième trimestre de 2015.

Exercices clos les 31 décembre

Le secteur Gaz a inscrit un BAIIA normalisé de 163 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, comparativement à 172 millions de dollars en 2015. La diminution du BAIIA normalisé est attribuable aux gains réalisés sur les couvertures de différentiels de fractionnement de 2015, à l'incidence de la cession d'actifs du secteur Gaz à Tidewater et à la baisse des produits additionnels tirés de la rémunération au service à l'installation Gordondale en raison de la diminution des volumes livrés en excédent des niveaux prévus par l'entente ferme, le tout en partie contrebalancé par l'ajout de l'installation Townsend, l'achèvement des grands projets d'entretien réalisés aux centrales de Younger et d'Harmattan au cours du deuxième trimestre de 2015 et la hausse des bénéfices de Petrogas.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, AltaGas a comptabilisé une quote-part de 12 millions de dollars des résultats de Petrogas, comparativement à 7 millions de dollars en 2015. L'augmentation des bénéfices de Petrogas provient des dividendes reçus par AltaGas en juin 2016 sur le placement dans des actions privilégiées de Petrogas, de l'accroissement des volumes au terminal Ferndale et de l'amélioration généralisée des conditions dans les autres terminaux de Petrogas. Cette augmentation de la quote-part du bénéfice provenant de Petrogas a été en partie neutralisée par la baisse des résultats des secteurs de Petrogas qui soutiennent les activités en amont au cours du premier semestre de 2016 et la faiblesse des prix du marché de l'exportation du GPL au cours de l'été 2016.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, AltaGas a couvert 1 100 b/j de LGN à un différentiel de fractionnement moyen de 14 \$/b, y compris les écarts de base. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, AltaGas a couvert environ 3 100 b/j des volumes de LGN à un différentiel de fractionnement moyen de 27 \$/b, y compris les écarts de base. Le différentiel de fractionnement de LGN moyen indicatif au comptant pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 a été d'environ 8 \$/b, contre environ 5 \$/b en 2015. Le différentiel de fractionnement réalisé de 7 \$/b en 2016 (18 \$/b en 2015) a été inférieur à celui réalisé en 2015 du fait des gains réalisés sur les couvertures de différentiels de fractionnement des LGN en 2015.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, AltaGas a comptabilisé un gain avant impôts de 5 millions de dollars (gain après impôts de 15 millions de dollars) sur la cession d'actifs du secteur Gaz à Tidewater.

Aucune provision n'a été comptabilisée pour les actifs ou les placements du secteur Gaz au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015, AltaGas a comptabilisé une provision avant impôts de 17 millions de dollars pour son placement dans ses coentreprises avec Idemitsu, y compris relativement au projet DC LNG, une provision avant impôts de 16 millions de dollars pour les actifs de traitement de gaz qui étaient détenus en vue de la vente à Tidewater au 31 décembre 2015 et une provision avant impôts de 7 millions de dollars pour le projet DC LNG liée à la charge locative reportée.

ÉLECTRICITÉ

STATISTIQUES D'EXPLOITATION

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Électricité renouvelable vendue (GWh)	196	310	1 551	1 300
Électricité conventionnelle vendue (GWh)	374	1 264	1 950	4 408
Facteur de capacité renouvelable (%)	18,8	30,2	39,1	35,4
Facteur de disponibilité équivalente conventionnelle sous contrat (%) ¹	99,8	99,1	97,3	96,9

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

Pour le quatrième trimestre de 2016, le volume d'électricité renouvelable vendue a diminué de 114 GWh et le volume d'électricité conventionnelle vendue a diminué de 890 GWh par rapport au trimestre correspondant de 2015. La diminution des volumes d'électricité renouvelable a été attribuable aux conditions météorologiques, notamment les températures basses et les faibles précipitations qui ont mis fin, plus tôt que prévu, à l'augmentation saisonnière du débit de la rivière aux centrales hydroélectriques du Nord-Ouest, et la faiblesse des vents au parc éolien de Bear Mountain. La baisse des volumes d'électricité conventionnelle vendue s'explique par la résiliation des EAE de Sundance B en date du 8 mars 2016 et par une baisse de la distribution à la centrale Blythe.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, le volume d'électricité renouvelable vendue a augmenté de 251 GWh et le volume d'électricité conventionnelle vendue a diminué de 2 458 GWh par rapport à la période correspondante de 2015. L'augmentation des volumes d'électricité renouvelable vendue s'explique par la mise en service, depuis un exercice complet, de McLymont. La baisse des volumes d'électricité conventionnelle vendue s'explique par l'incidence de la résiliation des EAE de Sundance B en date du 8 mars 2016, la baisse de la distribution à Blythe et l'expiration des EAE de Pomona, en partie compensées par les volumes fournis pendant un exercice complet par les centrales San Joaquin. Étant donné que Blythe reçoit des paiements fixes liés à la capacité en vertu de son EAE avec SCE, les volumes vendus par Blythe ont une incidence minime sur le BAIIA.

Le facteur de disponibilité équivalente conventionnelle sous contrat a été plus élevé au cours des trois mois et de l'exercice clos le 31 décembre 2016, par suite de l'acquisition des centrales San Joaquin en novembre 2015, qui fonctionnent bien et n'ont pas connu de problèmes opérationnels.

Le facteur de capacité renouvelable a diminué au cours du quatrième trimestre de 2016 du fait de la baisse des volumes des centrales hydroélectriques du Nord-Ouest, comme il a été mentionné précédemment, et de la faiblesse des vents au parc éolien de Bear Mountain. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, le facteur de capacité renouvelable a augmenté en raison de la mise en service, depuis un exercice complet, de McLymont et de l'accroissement du débit global de la rivière aux centrales hydroélectriques du Nord-Ouest au deuxième trimestre de 2016.

Trois mois clos les 31 décembre

Le secteur Électricité a inscrit un BAIIA normalisé de 63 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2016, contre 53 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2015. La hausse du BAIIA normalisé s'explique par l'acquisition des centrales San Joaquin à la fin de novembre 2015 et par l'absence de pertes comptabilisées à la valeur de consolidation sur les EAE de Sundance B. Cette hausse a été contrebalancée en partie par l'incidence de la diminution du débit de la rivière aux centrales hydroélectriques du Nord-Ouest.

Exercices clos les 31 décembre

Le secteur Électricité a inscrit un BAIIA normalisé de 285 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, par rapport à 177 millions de dollars en 2015. Le BAIIA normalisé a augmenté par rapport à la période correspondante de 2015, par suite de l'incidence de l'acquisition des centrales San Joaquin en novembre 2015, de la mise en service, depuis un exercice complet, de McLymont, du raffermisssement du dollar américain et de la diminution des pertes comptabilisées à la valeur de consolidation sur les EAE de Sundance B. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par l'expiration de l'EAE de Pomona à la fin de 2015 et par la hausse des charges d'exploitation et d'administration attribuable à la mise en service ou à l'acquisition de nouveaux actifs.

Au cours du premier trimestre de 2016, ASTC a exercé son droit de résilier les EAE de Sundance B en date du 8 mars 2016, par suite de la modification apportée aux clauses juridiques des EAE de Sundance B. En conséquence, AltaGas a comptabilisé une provision avant impôts de 4 millions de dollars à l'égard de son placement dans ASTC afin de régler le déficit du fonds de roulement. Le 16 décembre 2016, AltaGas Pipeline Partnership et le gouvernement de l'Alberta ont conclu une entente de règlement définitive concernant la résiliation des EAE de Sundance B. Dans le cadre de l'entente de règlement, AltaGas a consenti 391 879 crédits compensatoires de carbone qu'elle avait générés et accepté de payer au comptant un total de 6 millions de dollars en versements égaux échelonnés sur trois ans à compter de 2018. Par suite de l'accord de règlement, AltaGas a comptabilisé des coûts liés à la résiliation avant impôts de 8 millions de dollars (7 millions de dollars après impôts) au quatrième trimestre de 2016. Avant le règlement avec le gouvernement de l'Alberta, ASTC a été dissoute et, par conséquent,

AltaGas a comptabilisé un recouvrement d'impôt de 8 millions de dollars au quatrième trimestre de 2016. Compte tenu du recouvrement d'impôt de 8 millions de dollars lié à la dissolution d'ASTC, l'incidence après impôts de la résiliation des EAE de Sundance B s'élève à environ 3 millions de dollars.

Outre la provision avant impôts de 4 millions de dollars comptabilisée au titre du placement dans ASTC au premier trimestre de 2016, aucune autre provision n'a été comptabilisée dans le secteur Électricité pour les actifs ou les placements pour l'exercice clos le 31 décembre 2016. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015, le secteur Électricité a comptabilisé des provisions avant impôts de 43 millions de dollars, dont 26 millions de dollars pour le placement d'AltaGas dans ASTC et 17 millions de dollars pour certains projets éoliens en développement.

SERVICES PUBLICS

STATISTIQUES D'EXPLOITATION

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Services publics au Canada				
Livraison de gaz naturel – utilisation finale (PJ) ¹	10,8	10,2	30,0	31,8
Livraison de gaz naturel – transport (PJ) ¹	1,5	1,9	5,9	6,9
Services publics aux États-Unis				
Livraison de gaz naturel – utilisation finale (gpc) ¹	22,8	20,2	65,3	68,3
Livraison de gaz naturel – transport (gpc) ¹	14,2	13,5	51,5	47,7
Points de service ²	574 875	568 751	574 875	568 751
Variation degrés-jours par rapport à la normale – AUI (%) ³	(0,6)	(10,0)	(12,6)	(10,0)
Variation degrés-jours par rapport à la normale – Heritage Gas (%) ³	(1,0)	(8,0)	(3,2)	5,6
Variation degrés-jours par rapport à la normale – SEMCO Gas (%) ⁴	(6,1)	(20,4)	(6,9)	—
Variation degrés-jours par rapport à la normale – ENSTAR (%) ⁴	(1,4)	(6,1)	(16,3)	(9,0)

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

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

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

4) Un degré-jour pour les services publics aux États-Unis représente une mesure de la froideur déterminée quotidiennement en nombre de degrés où la température moyenne du jour en question se situe en dessous de 65 degrés Fahrenheit. Les degrés-jours pour une période donnée sont déterminés en ajoutant les degrés-jours obtenus au cours de chaque jour de la période. Les degrés-jours normaux pour une période déterminée sont la moyenne de degrés-jours pendant les 15 années antérieures pour SEMCO Gas et pendant les 10 années antérieures pour ENSTAR.

MESURES LIÉES À LA RÉGLEMENTATION

Exercices clos les 31 décembre	2016	2015
RCP approuvé (%)		
Services publics au Canada (moyenne)	9,7	9,4
Services publics aux États-Unis (moyenne)	11,8	11,8
Rendement de la dette approuvé (%)		
Services publics au Canada (moyenne)	5,0	5,1
Services publics aux États-Unis (moyenne)	6,0	6,0
Base tarifaire (en millions de dollars) ¹		
Services publics au Canada	790	741
Services publics aux États-Unis ^{2, 3}	840	851

1) La base tarifaire est représentative du potentiel de bénéfices de chaque entreprise de services publics au fil du temps. Les produits requis approuvés pour chaque service public sont généralement fondés sur la base tarifaire approuvée par l'organisme de réglementation en ce qui concerne la demande de hausse tarifaire, qui peut toutefois être différente de celle mentionnée ci-dessus.

2) En dollars américains

3) Correspondent à la participation de 65 % d'AltaGas dans Cook Inlet Natural Gas Storage Alaska LLC.

Trois mois clos les 31 décembre

Le secteur Services publics a inscrit un BAIIA normalisé de 90 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2016, contre 80 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2015. L'augmentation s'explique principalement par des températures plus froides dans les régions où se trouvent toutes les entreprises de services publics, les hausses des tarifs intermédiaires et remboursables d'ENSTAR et la baisse des charges d'exploitation et d'administration.

Exercices clos les 31 décembre

Le secteur Services publics a inscrit un BAIIA normalisé de 277 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, par rapport à 257 millions de dollars en 2015. L'augmentation s'explique surtout par la hausse des tarifs et la croissance de la clientèle, le raffermissement du dollar américain et l'approbation du programme de remplacement de canalisations de SEMCO Gas mis en œuvre pendant un exercice complet. Ces variations ont été en partie contrebalancées par des températures plus chaudes dans les régions où se trouvent les entreprises de services publics d'AltaGas et par l'incidence de l'approbation du programme de fidélisation des clients de Heritage Gas.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, PNG a comptabilisé un bénéfice d'environ 7 millions de dollars lié au projet de bouclage de pipeline de PNG, qui a été normalisé en fonction de l'évaluation du BAIIA normalisé, du bénéfice net normalisé et des liquidités provenant de l'exploitation normalisées.

Le 3 juin 2015, le programme de remplacement de canalisations de SEMCO Gas a été approuvé par la MPSC. Ce programme vise le recouvrement des dépenses en immobilisations devant être engagées entre 2016 et 2020, et les données de ce programme seront rapprochées de celles du programme qui a pris fin en décembre 2015. Les nouveaux tarifs sont entrés en vigueur en juin 2015, ce qui s'est traduit par un bénéfice net supplémentaire d'environ 6 millions de dollars américains pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 (4 millions de dollars américains en 2015).

Aucune provision n'a été comptabilisée dans le secteur Services publics pour les actifs ou les placements au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, le secteur Services publics a comptabilisé des provisions avant impôts de 4 millions de dollars pour la participation de 33 1/3 % d'AltaGas dans Inuvik Gas et des provisions avant impôts de 3 millions de dollars relativement à des actifs de la coentreprise d'Ikhil.

SIÈGE SOCIAL

Trois mois clos les 31 décembre

Pour le secteur Siège social, le BAIIA normalisé pour le quatrième trimestre de 2016 a été une perte de 8 millions de dollars, contre une perte de 4 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2015. L'augmentation est surtout attribuable à la hausse

de la charge de rémunération des employés en vertu des régimes incitatifs par suite de l'atteinte, par la Société, de ses objectifs stratégiques clés pour 2016.

Exercices clos les 31 décembre

Pour le secteur Siège social, la BAIIA normalisé pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 a été une perte de 24 millions de dollars, ce qui correspond à celui de l'exercice clos le 31 décembre 2015. Les économies de coûts découlant de la restructuration de la main-d'œuvre en juin 2016 ont été en grande partie contrebalancées par la hausse de la charge de rémunération des employés en vertu des régimes incitatifs pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 par rapport à 2015.

Aucune provision n'a été comptabilisée pour les placements du secteur Siège social au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, AltaGas a comptabilisé une charge avant impôts de 35 millions de dollars relativement au placement dans les actions ordinaires de Painted Pony.

CAPITAL INVESTI

	Trois mois clos le 31 décembre 2016				
(en millions de dollars)	Gaz	Électricité	Services publics	Siège social	Total
Capital investi :					
Immobilisations corporelles	25 \$	51 \$	45 \$	1 \$	122 \$
Actifs incorporels	1	1	1	3	6
Placements à long terme	—	—	—	—	—
Capital investi	26	52	46	4	128
Cessions :					
Immobilisations corporelles	—	(1)	—	—	(1)
Capital investi net	26 \$	51 \$	46 \$	4 \$	127 \$

	Trois mois clos le 31 décembre 2015				
(en millions de dollars)	Gaz	Électricité	Services publics	Siège social	Total
Capital investi :					
Immobilisations corporelles	138 \$	538 \$	61 \$	4 \$	741 \$
Actifs incorporels	1	355	2	2	360
Placements à long terme	1	—	—	—	1
Capital investi	140	893	63	6	1 102
Cessions :					
Immobilisations corporelles	—	(9)	—	—	(9)
Capital investi net	140 \$	884 \$	63 \$	6 \$	1 093 \$

Pour le quatrième trimestre de 2016, AltaGas a augmenté les immobilisations corporelles, les actifs incorporels et les placements à long terme de 128 millions de dollars, contre 1 102 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2015. Le capital investi net s'est établi à 127 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2016, en regard de 1 093 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2015. La diminution des acquisitions d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels au quatrième trimestre de 2016 est surtout attribuable à l'acquisition des centrales San Joaquin en novembre 2015.

Le capital investi au quatrième trimestre de 2016 comprend un capital d'entretien de 4 millions de dollars (4 millions de dollars en 2015) pour le secteur Gaz et de 4 millions de dollars (2 millions de dollars en 2015) pour le secteur Électricité.

	Exercice clos le 31 décembre 2016				
(en millions de dollars)	Gaz	Électricité	Services publics	Siège social	Total
Capital investi :					
Immobilitisations corporelles	287 \$	96 \$	114 \$	4 \$	501 \$
Actifs incorporels	3	15	2	6	26
Placements à long terme	235	—	—	—	235
Capital investi	525	111	116	10	762
Cessions :					
Immobilitisations corporelles	(94)	(1)	(1)	—	(96)
Capital investi net	431 \$	110 \$	115 \$	10 \$	666 \$

	Exercice clos le 31 décembre 2015				
(en millions de dollars)	Gaz	Électricité	Services publics	Siège social	Total
Capital investi :					
Immobilitisations corporelles	263 \$	702 \$	186 \$	9 \$	1 160 \$
Actifs incorporels	3	376	4	13	396
Placements à long terme	10	—	—	—	10
Capital investi :	276	1 078	190	22	1 566
Cessions :					
Immobilitisations corporelles	—	(9)	(1)	—	(10)
Capital investi net	276 \$	1 069 \$	189 \$	22 \$	1 556 \$

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, AltaGas a augmenté les immobilisations corporelles, les actifs incorporels et les placements à long terme de 762 millions de dollars, contre 1 566 millions de dollars en 2015. Les dépenses d'investissement réelles dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels pour 2016 se sont établies à 527 millions de dollars en comparaison du montant de 550 millions de dollars à 600 millions de dollars prévu antérieurement par AltaGas. La diminution s'explique essentiellement par le calendrier des dépenses de certains projets de croissance. La baisse des acquisitions d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels en 2016 par rapport à 2015 est surtout attribuable à l'acquisition des centrales San Joaquin en novembre 2015. La hausse des placements à long terme en 2016 s'explique essentiellement par le placement dans des actions privilégiées de Petrogas et le placement dans Tidewater. Dans le cadre de la cession d'actifs du secteur Gaz à Tidewater, AltaGas a reçu une contrepartie autre qu'en trésorerie sous forme d'actions ordinaires de Tidewater d'environ 65 millions de dollars au 29 février 2016. Le capital investi net s'est établi à 666 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, en regard de 1 556 millions de dollars pour la période correspondante de 2015.

Le capital investi pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 comprend un capital d'entretien de 5 millions de dollars (23 millions de dollars pour 2015) pour le secteur Gaz et de 15 millions de dollars (4 millions de dollars pour 2015) pour le secteur Électricité. Les dépenses en immobilisations liées à l'entretien du secteur Gaz comprennent un montant de 8 millions de dollars pour l'entretien planifié de la centrale de Harmattan en 2015, alors qu'aucun projet d'entretien important n'a été réalisé dans le secteur Gaz au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016. L'augmentation du capital d'entretien du secteur Électricité découle essentiellement de l'entretien planifié des centrales San Joaquin en 2016.

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 parfois des contrats de dérivés financiers pour gérer son exposition aux fluctuations des prix des produits de base et des taux de change. 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

financiers dérivés sont régis par cette politique et y sont assujettis. Au 31 décembre 2016 et au 31 décembre 2015, la juste valeur des dérivés de la Société était comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Gaz naturel	4 \$	3 \$
Optimisation du stockage	(3)	3
Différentiel de fractionnement de LGN	(12)	—
Électricité	30	20
Change	—	(1)
Actifs dérivés nets	19 \$	25

Contrats sur les prix des produits de base

De temps à autre, la Société conclut des contrats sur le gaz, l'électricité et d'autres produits de base pour gérer son portefeuille d'actifs et bloquer les marges sur les contrats d'achat et de vente adossés. La juste valeur des dérivés d'électricité, de gaz naturel et de LGN a été calculée selon les prix à terme estimatifs publiés pour la période considérée. AltaGas n'a pas adopté la comptabilité de couverture pour ses contrats de dérivés existants. Les variations de la juste valeur de ces contrats de dérivés sont comptabilisées dans les états des résultats consolidés de la période au cours de laquelle celles-ci se produisent.

Le secteur Électricité a conclu divers contrats d'achat et de vente d'électricité à prix fixe sur le marché de l'Alberta, qui devraient être réglés au cours des cinq prochaines années. Le prix au comptant moyen en Alberta s'est établi à environ 18 \$/MWh pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 (33 \$/MWh en 2015).

La Société conclut également des swaps fixes-variables sur les différentiels de fractionnement de LGN pour couvrir son exposition à ces différentiels. Les résultats financiers de plusieurs usines d'extraction sont touchés par les variations des différentiels de fractionnement de LGN. Le différentiel de fractionnement de LGN moyen indicatif au comptant pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 a été de 8 \$/b (5 \$/b en 2015), et le différentiel de fractionnement de LGN moyen réalisé par AltaGas en 2016 a été d'environ 7 \$/b (18 \$/b en 2015). En 2016, AltaGas a couvert environ 1 100 b/j de ses volumes exposés aux différentiels de fractionnement à un prix moyen de 24 \$ le baril, en excluant les écarts de base. AltaGas a actuellement des couvertures de différentiels de fractionnement pour 2017, pour des volumes d'environ 5 450 b/j à un prix moyen de 23 \$/b, en excluant les écarts de base.

Change

AltaGas mène des activités à l'étranger dont la monnaie fonctionnelle est le dollar américain. Par conséquent, le bénéfice, les flux de trésorerie et les autres éléments du résultat étendu de la Société sont exposés aux fluctuations des taux de change. Ce risque est en partie annulé par la dette et les actions privilégiées libellées en dollars américains d'AltaGas. AltaGas peut aussi conclure des contrats de dérivés de change à terme pour gérer le risque de fluctuation des flux de trésorerie lié aux variations des taux de change. Au 31 décembre 2016, AltaGas avait des contrats de change à terme en cours de 5 millions de dollars américains à un taux moyen de 1,26 dollar canadien pour 1 dollar américain, qui devraient être réglés au cours des quatre prochains mois.

De plus, au 31 décembre 2016, la direction avait désigné des titres de créance en cours de 301 millions de dollars américains pour couvrir l'effet de change sur ses placements à l'étranger (724 millions de dollars américains au 31 décembre 2015). Les titres d'emprunt à long terme libellés en dollars américains ont été désignés comme couvertures des placements nets dans des filiales étrangères. Cette désignation a pour effet d'atténuer l'instabilité du bénéfice net en contrebalançant les gains et les pertes de change sur la dette à long terme et les placements nets à l'étranger libellés en dollars américains. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, AltaGas a enregistré un gain latent après impôts de 34 millions de dollars résultant de la conversion de la dette dans les autres éléments du résultat étendu (perte latente après impôts de 99 millions de dollars en 2015).

Incidence des instruments dérivés sur les états des résultats consolidés

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

(en millions de dollars)	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Gaz naturel	2 \$	1 \$	— \$	7 \$
Optimisation du stockage	(2)	—	(5)	(1)
Différentiel de fractionnement de LGN	(9)	(5)	(12)	(3)
Électricité	(3)	12	5	6
Coût thermique	—	—	—	—
Change	—	—	1	—
	(12) \$	8 \$	(11) \$	9 \$

La note 19 des états financiers consolidés annuels de 2016 comporte plus de précisions sur les activités de gestion du risque d'AltaGas.

Risques pour la Société

AltaGas gère son exposition au risque en utilisant les stratégies décrites dans le tableau suivant :

Risques	Stratégies et capacité organisationnelle pour atténuer les risques
Exploitation	• Maintien d'une diversification dans les secteurs Gaz, Électricité et Services publics • Acquisition d'importantes participations directes dans des actifs pour contrôler et optimiser l'exploitation et maximiser l'efficacité • Les dispositions contractuelles permettent souvent de recouvrer les charges d'exploitation • Adoption d'une stratégie d'approvisionnement centralisée pour réduire les coûts • Conserver le contrôle des décisions opérationnelles, des charges d'exploitation et des dépenses en immobilisations dans l'exploitation de certaines de nos usines sous contrôle conjoint • Maintenir des pratiques d'exploitation normalisées, évaluer et documenter les compétences des employés et maintenir des programmes officiels d'inspection, d'entretien, de sécurité et environnementaux • Achat d'une assurance en cas d'interruption des activités • Contrats d'exploitation et d'entretien à prix forfaitaire avec les fabricants d'équipement • Stratégie de couverture utilisée pour équilibrer le risque de prix et le risque opérationnel
Construction	• Le groupe des grands projets gère et surveille les grands projets de construction • Cadre interne rigoureux de contrôle et de gestion des projets • Établissement d'une structure et de processus de gestion interne appropriés • Recours à des spécialistes pour la conception et la construction de grands projets • Ententes contractuelles pour atténuer les risques liés aux coûts et aux échéanciers
Illiquidité	• Prévoir les flux de trésorerie sur une base continue afin de maintenir des soldes de trésorerie adéquats pour financer les obligations à mesure qu'elles arrivent à échéance et soutenir l'exploitation de l'entreprise • Préserver la souplesse financière et répondre aux besoins de liquidités grâce à diverses sources, y compris les flux de trésorerie générés en interne, le RRD, l'accès aux facilités de crédit et les émissions de titres de créance et de capitaux propres à long terme • Mettre en œuvre des plans et des stratégies de financement afin de maintenir et d'améliorer les notes de crédit dans le but de réduire au minimum les frais de financement et de maintenir un accès facile aux marchés financiers

Risques	Stratégies et capacité organisationnelle pour atténuer les risques
Change	• Émettre des titres d'emprunt à long terme et des actions privilégiées en dollars américains afin de couvrir les investissements nets de la Société dans des filiales aux États-Unis • Utiliser des opérations de couverture, notamment conclure des contrats de change à terme
Taux d'intérêt	• Optimiser les plans de financement afin de maintenir et d'améliorer les notes de crédit dans le but de réduire au minimum les intérêts débiteurs • Surveiller et gérer de façon proactive le profil des échéances de la dette de la Société • Utiliser des opérations de couverture, notamment conclure des swaps de taux d'intérêt • Préserver une souplesse financière et un accès à plusieurs facilités de crédit et s'assurer continuellement du respect des clauses restrictives
Diminution du volume de gaz naturel à long terme	• Contrats à long terme, visant par exemple l'achat ferme, la zone d'intérêt réciproque, la concession géographique avec droit de désengagement lié à l'économie • Élargir la part de marché en agrandissant les installations existantes ou en acquérant et en construisant de nouvelles installations • Diversification de la présence géographique et de la clientèle de façon à réduire la dépendance à un client ou à une zone du BSOC en particulier • Choix d'emplacements stratégiques pour les installations afin de rendre sécuritaire l'approvisionnement en gaz • Miser sur l'intégration des activités d'AltaGas pour augmenter les volumes dans ses installations de traitement
Volume de production d'électricité	• Les EAE des centrales Blythe, San Joaquin, Ripon et Brush sont assorties de taux de disponibilité cibles précis et donnent lieu à des paiements fixes liés à la capacité à l'atteinte de taux de disponibilité cibles, de sorte que les volumes de l'électricité vendue ont une incidence minime sur la Société • Diversification de la présence géographique et des sources de combustible • Stratégie de couverture pour équilibrer le risque de prix et le risque opérationnel • Réalisation d'études poussées pour soutenir les décisions d'investissement
Prix des produits de base	• Modalités contractuelles, frais de traitement, de stockage et de transport indépendants des prix des produits de base grâce à des clauses de rémunération au service, d'achat ferme, de prix forfaitaire ou de rémunération au coût du service • Stratégie de couverture dont les cibles de couverture sont approuvées par le conseil d'administration • Surveillance des opérations de couverture par le comité de gestion du risque • La directive d'AltaGas sur le risque lié aux produits de base interdit les opérations à des fins de spéculation • Utiliser des opérations de couverture pour réduire l'exposition aux prix des produits de base et à la volatilité, et bloquer les marges lorsqu'il y a une occasion d'accroître la rentabilité et de réduire la volatilité des bénéfices • Systèmes et processus rigoureux de suivi et de communication de la conformité à la directive sur le risque lié aux produits de base • Connaissance et expérience approfondies des réseaux de transport et des marchés du gaz naturel, des LGN et de l'électricité où AltaGas mène ses activités • Couverture des coûts de l'électricité • Commercialisation de l'électricité directement auprès des clients commerciaux et industriels finaux • Conclusion de CAE à long terme avec modalités d'ajustement selon l'inflation avec des acheteurs d'électricité
Contrepartie	• Directives et procédures de crédit rigoureuses • Surveillance constante de la solvabilité des contreparties

Risques	Stratégies et capacité organisationnelle pour atténuer les risques
	• Établissement de seuils de crédit en utilisant des mesures appropriées • Surveillance étroite de la vulnérabilité au choc des prix et de son incidence sur les liquidités • Diversification de la clientèle et des fournisseurs • Processus de surveillance active des débiteurs et de recouvrement en place • Modalités de crédit incluses dans les contrats
Conditions météorologiques	• Les volumes prévus sont fondés sur une moyenne mobile de 20 ans à l'égard des conditions météorologiques dans le cas des services publics au Canada, de 15 ans pour SEMCO Gas et de 10 ans pour ENSTAR • PNG a un compte de normalisation des effets des conditions météorologiques pour les consommateurs résidentiels et les petits commerces
Réglementation et Premières Nations	• Le personnel affecté à la réglementation et aux activités commerciales fait le suivi des questions réglementaires et prend des mesures appropriées • Groupe proactif chargé des relations avec les gouvernements, solides relations de travail avec les Premières Nations, les parties prenantes et les organismes de réglementation • Des dispositions visant à atténuer les risques sont intégrées dans les contrats, au besoin • Service des affaires réglementaires avec du personnel d'expérience • Recours à des experts indépendants, au besoin
Environnement et sécurité	• Systèmes de gestion environnementale et de sécurité éprouvés • Utilisation d'une stratégie d'amélioration continue des processus • Efforts visant à réduire l'incidence de la réglementation en matière de changements climatiques • Politiques de sécurité à tolérance zéro pour les employés et les entrepreneurs et examen des pratiques de sécurité antérieures pour les entrepreneurs • Souscription et maintien d'une assurance-responsabilité civile générale et d'une assurance en cas d'interruption des activités • Mise en place de programmes d'intégrité des pipelines et des actifs
Relations de travail	• Maintien de l'accès à un large bassin de main-d'œuvre afin d'attirer des personnes compétentes • Relations positives avec les employés afin de maintenir en poste les personnes compétentes et de conserver de bonnes relations avec les syndicats
Cybersécurité	• Surveillance continue des infrastructures, de la technologie et des données de la Société • Communications et formation continues sur la cybersécurité à l'intention des employés • Réalisation par des tiers de tests de vulnérabilité et de cybersécurité • Protocoles de détection des menaces et d'intervention en cas d'incident
Litiges	• Gestion proactive des poursuites et autres réclamations • Surveillance continue des coûts engagés pour la défense et le règlement dans le cadre de poursuite et de réclamations • Service juridique solide en interne • Recours à des experts indépendants, au besoin
Relations avec les parties prenantes externes	• Groupes proactifs chargés des relations et des communications avec les parties prenantes, solides relations de travail avec les Premières Nations, les parties prenantes et les organismes de réglementation • Engagement ferme à créer une valeur sociale • Systèmes de gestion environnementale et de sécurité éprouvés

SITUATION DE TRÉSORERIE

	Exercices clos les 31 décembre	
<i>(en millions de dollars)</i>	2016	2015
Flux de trésorerie d'exploitation	456 \$	501 \$
Activités d'investissement	(752)	(1 516)
Activités de financement	21	930
Effet des variations du taux de change	—	7
Diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(275) \$	(78) \$

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie d'exploitation ont diminué de 45 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, comparativement à la période correspondante de 2015, en raison principalement de la variation défavorable nette des actifs et passifs d'exploitation, partiellement contrebalancée par la hausse des bénéfices et des distributions des placements comptabilisés à la valeur de consolidation. La diminution nette des entrées de trésorerie a découlé principalement de la baisse des flux de trésorerie provenant des variations des autres actifs d'exploitation attribuables à l'augmentation du solde des paiements à recevoir reportés au titre du contrat de location lié à la mise en service commerciale de la centrale Townsend en 2016 et à la hausse des dépôts remboursables liés à certains projets d'exportation d'énergie. De plus, la variation nette des actifs et des passifs d'exploitation a été touchée par les variations des débiteurs, des dépôts de clients, des actifs et passifs réglementaires et des stocks liés au secteur Services publics en raison de la température plus élevée en 2016 qu'en 2015.

Fonds de roulement

	31 décembre 2016	31 décembre 2015
<i>(en millions de dollars, sauf le ratio du fonds de roulement)</i>		
Actif à court terme	739 \$	1 038 \$
Passif à court terme	996	948
Fonds de roulement	(257) \$	90 \$
Ratio du fonds de roulement	0,74	1,09

La diminution du ratio du fonds de roulement s'explique essentiellement par la baisse de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et par l'augmentation de la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, contrebalancées en partie par le recul des créditeurs et une hausse des stocks par rapport au 31 décembre 2015. La trésorerie a été affectée principalement à la réduction du total de la dette d'AltaGas. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016, la trésorerie a été affectée au remboursement de billets à moyen terme de 200 millions de dollars américains, qui venaient à échéance au premier trimestre de 2016 et des emprunts au LIBOR libellés en dollars américains aux termes de la facilité de crédit renouvelable de 1,4 milliard de dollars. Par ailleurs, la conclusion de la cession d'actifs du secteur Gaz à Tidewater, actifs qui étaient classés antérieurement à titre d'actifs disponibles à la vente, a également eu une incidence sur le ratio du fonds de roulement, étant donné qu'une partie de la contrepartie reçue n'a pas eu d'incidence sur la trésorerie. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par le reclassement d'environ 70 millions de dollars d'actifs nets à long terme dans la portion à court terme en raison de la vente prévue de certains pipelines secondaires au 31 décembre 2016. Le fonds de roulement d'AltaGas fluctuera dans le cours normal des activités et le déficit de fonds de roulement sera comblé au moyen des flux de trésorerie d'exploitation, du RRD et des facilités de crédit disponibles, au besoin.

Activités d'investissement

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 se sont établis à 752 millions de dollars, contre 1 516 millions de dollars en 2015. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, les activités d'investissement ont compris principalement un montant d'environ 507 millions de dollars pour l'acquisition d'immobilisations corporelles, le placement de 150 millions de dollars d'AltaGas dans des actions privilégiées de Petrogas, un prêt de 63 millions de dollars à Petrogas aux termes de la facilité de crédit garantie portant intérêt de 100 millions de dollars consentie à Petrogas, un montant d'environ 24 millions de dollars pour l'acquisition d'actifs incorporels, un montant d'environ 21 millions de dollars pour l'acquisition d'EEEP, des apports relatifs aux placements d'AltaGas comptabilisés à la valeur de consolidation d'environ 20 millions de dollars, contrebalancés en partie par des entrées de fonds d'environ 29 millions de dollars, déduction faite des

coûts de transaction, provenant de la cession d'actifs du secteur Gaz à Tidewater. Les activités d'investissement de l'exercice clos le 31 décembre 2015 ont compris principalement un montant de 916 millions de dollars qui a été affecté à l'acquisition d'entreprises, un montant de 614 millions de dollars qui a été affecté aux immobilisations corporelles et un montant de 38 millions de dollars qui a été affecté aux actifs incorporels, ces dépenses ayant été en partie contrebalancées par une rentrée de fonds de 50 millions de dollars liée à l'échéance d'un placement à court terme et de 10 millions de dollars provenant de la cession d'actifs.

Activités de financement

Les flux de trésorerie provenant des activités d'investissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 se sont établis à 21 millions de dollars, contre 930 millions de dollars en 2015. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, les activités de financement ont compris essentiellement le produit net de l'émission d'actions ordinaires d'un capital de 604 millions de dollars (y compris les actions ordinaires émises en vertu du RRD), le produit net de l'émission de billets à moyen terme de 348 millions de dollars et des emprunts à même les facilités de crédit de 327 millions de dollars, contrebalancés en partie par le remboursement de 884 millions de dollars sur la dette à long terme. Les activités de financement pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 ont compris principalement le produit net de l'émission d'actions ordinaires de 403 millions de dollars et d'actions privilégiées de 196 millions de dollars, le produit net de l'émission de billets à moyen terme de 155 millions de dollars, des emprunts à même les facilités de crédit de 910 millions de dollars et la dette à court terme de 47 millions de dollars, contrebalancés en partie par des remboursements de 476 millions de dollars sur la dette à long terme. Les dividendes versés aux porteurs d'actions ordinaires et d'actions privilégiées d'AltaGas pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 ont totalisé 365 millions de dollars, en regard de 296 millions de dollars pour la période correspondante de 2015, dont un montant de 174 millions de dollars réinvesti en vertu du RRD au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016 (96 millions de dollars en 2015). Cette augmentation des dividendes est attribuable au nombre plus grand d'actions ordinaires et d'actions privilégiées en circulation et aux hausses des dividendes sur actions ordinaires déclarés en 2015 et en 2016. L'augmentation des montants réinvestis en vertu du RRD pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 par rapport à 2015 a été attribuable au lancement du régime Premium Dividend^{MC} le 17 mai 2016. Se reporter à la note 20 des états financiers consolidés annuels de 2016 pour des précisions sur le RRD.

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 maximiser la rentabilité de ses actifs existants et à accroître son infrastructure énergétique afin de créer de la valeur à long terme et d'améliorer le rendement pour les investisseurs. La structure du capital d'AltaGas inclut les capitaux propres (y compris les participations ne donnant pas le contrôle) ainsi que la dette à court terme et à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an), moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie.

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

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

<i>(en millions de dollars)</i>	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Dette à court terme	129 \$	131 \$
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	383	288
Dette à long terme ¹	3 367	3 732
Total de la dette	3 879	4 151
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie	(19)	(293)
Dette nette	3 860 \$	3 858 \$
Capitaux propres	4 581	4 168
Participations ne donnant pas le contrôle	35	35
Total de la structure du capital	8 476 \$	8 061 \$
Ratio d'endettement (%)	46	48

1) Déduction faite des frais d'émission de la dette de 14 millions de dollars au 31 décembre 2016 (15 millions de dollars au 31 décembre 2015).

Le 7 avril 2016, AltaGas a émis des billets à moyen terme de 350 millions de dollars. Les billets portent intérêt au taux nominal de 4,12 % et viennent à échéance le 7 avril 2026. Le produit net a été affecté au remboursement de la dette existante aux termes de la facilité de crédit d'AltaGas et aux fins générales de l'entreprise.

Le 6 juin 2016, AltaGas a clôturé un appel public à l'épargne visant l'émission de 14 685 000 actions ordinaires, dans le cadre d'un placement par prise ferme, à un prix d'émission de 30 \$ par action ordinaire, pour un produit brut total d'environ 440 millions de dollars. Le produit net a été affecté au financement partiel du programme de croissance des immobilisations d'AltaGas, à la réduction de l'encours de la facilité de crédit d'AltaGas et aux fins générales de l'entreprise.

Le 22 février 2017, AltaGas a clôturé un appel public à l'épargne visant l'émission de 12 000 000 d'actions privilégiées à taux minimum rajusté tous les cinq ans et à dividendes cumulatifs, série K, au prix de 25 \$ l'action, pour un produit brut total de 300 millions de dollars. Le produit net a été affecté à la réduction de l'encours de la facilité de crédit d'AltaGas et aux fins générales de l'entreprise.

Au 31 décembre 2016, le total de la dette d'AltaGas se composait principalement des billets à moyen terme en cours de 2,8 milliards de dollars (2,8 milliards de dollars au 31 décembre 2015), des débentures de PNG de 43 millions de dollars (47 millions de dollars au 31 décembre 2015), de la dette à long terme de SEMCO de 500 millions de dollars (522 millions de dollars au 31 décembre 2015) et d'un montant de 501 millions de dollars prélevé sur les facilités de crédit bancaire (811 millions de dollars au 31 décembre 2015). En outre, les lettres de crédit en cours d'AltaGas s'élevaient à 161 millions de dollars (147 millions de dollars au 31 décembre 2015).

Au 31 décembre 2016, le total de la capitalisation boursière d'AltaGas s'établissait à environ 5,6 milliards de dollars d'après environ 167 millions d'actions ordinaires en circulation et un cours de clôture au 31 décembre 2016 de 33,90 \$ par action ordinaire.

Le multiple de couverture des intérêts par les bénéfices d'AltaGas pour les 12 mois clos le 31 décembre 2016 a été de 2,4 fois (1,5 fois pour les 12 mois clos le 31 décembre 2015).

Facilités de crédit		Montant utilisé au 31 décembre 2016	Montant utilisé au 31 décembre 2015
<i>(en millions de dollars)</i>	Capacité d'emprunt		
Facilités de crédit d'exploitation à vue	70 \$	4 \$	4 \$
Facilité de lettres de crédit renouvelable prorogeable	150	49	56
Facilité de lettres de crédit à vue	150	104	80
Facilité d'exploitation de PNG	25	10	10
Facilité de crédit renouvelable d'AltaGas Ltd. ¹	1 400	378	690
Facilité de crédit renouvelable prorogeable en dollars américains d'AltaGas ^{1, 2}	300	—	—
Facilité de crédit non garantie en dollars américains de SEMCO Energy ^{1, 2}	150	117	118
	2 245 \$	662 \$	958 \$

1) Montant utilisé au 31 décembre 2016 converti au taux en vigueur à la fin du mois (1 dollar américain = 1,3427 dollar canadien) (1 dollar américain = 1,3840 dollar canadien au 31 décembre 2015).

2) Capacité d'emprunt prise en charge à la valeur nominale.

Toutes les facilités d'emprunt sont assorties de clauses restrictives habituelles pour ces types de facilités. Les clauses doivent être respectées à la fin de chaque trimestre. AltaGas et ses filiales ont respecté l'ensemble des clauses restrictives financières chaque trimestre depuis la mise en place des facilités.

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

Ratios	Exigences des clauses restrictives	Au 31 décembre 2016
Ratio dette bancaire/structure du capital ¹	pas plus de 65 %	45,4 %
Ratio BAIIA bancaire/intérêts débiteurs ^{1, 2}	pas moins de 2,5x	4,1
Ratio dette bancaire/structure du capital (SEMCO) ³	pas plus de 60 %	45,3 %
Ratio BAIIA bancaire/intérêts débiteurs (SEMCO) ³	pas moins de 2,25x	6,6

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

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

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

Le 10 août 2015, un prospectus préalable de base d'un capital de 5 milliards de dollars a été déposé. L'objectif du prospectus préalable de base est de faciliter l'émission future, en temps opportun, dans le public de certains titres de créance ou de capitaux propres, ou les deux, au cours de la période de 25 mois de validité du prospectus préalable de base en présentant l'information habituelle requise pour ces émissions. Au 31 décembre 2016, un capital de 3,7 milliards de dollars restait disponible aux termes du prospectus préalable de base. Le 3 février 2017, AltaGas a clôturé un appel public à l'épargne visant 67 800 000 reçus de souscription, dans le cadre d'un placement par prise ferme, pour un produit brut total d'environ 2,1 milliards de dollars et, le 22 février 2017, AltaGas a clôturé un appel public à l'épargne visant des actions privilégiées de série K pour un produit brut de 300 millions de dollars, de sorte que le montant disponible aux termes du prospectus préalable de base a été ramené à 1,3 milliard de dollars.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

31 décembre 2016

(en millions de dollars)	Paiements exigibles par période				
	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 ans à 5 ans	Plus de 5 ans
Dette à court terme ¹	129 \$	129 \$	— \$	— \$	— \$
Dette à long terme ¹	3 765	384	397	1 345	1 639
Contrats de location-exploitation	88	33	24	9	22
Engagements d'achat	2 289	390	689	616	594
Engagements d'acquisition d'immobilisations	34	34	—	—	—
Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite ²	21	21	—	—	—
Autres passifs	174	22	25	22	105
Total des obligations contractuelles³	6 500,0 \$	1 013,0 \$	1 135,0 \$	1 992,0 \$	2 360,0 \$

1) Exclut les versements d'intérêts et les frais de financement reportés.

2) Suppose que seuls les montants exigés seront versés dans les régimes de retraite en 2017. Les cotisations sont versées conformément aux évaluations réalisées par des actuaires indépendants.

3) Les engagements libellés en dollars américains ont été convertis en dollars canadiens selon le taux de change du 31 décembre 2016.

PARTIES LIÉES

Dans le cours normal de ses activités, AltaGas effectue des transactions avec ses filiales, ses sociétés satellites et ses coentreprises. Se reporter à la note 26 des états financiers consolidés annuels de 2016 pour obtenir plus de renseignements sur les montants à payer aux parties liées, ou à recevoir de celles-ci, figurant aux bilans consolidés et sur le classement des produits, du bénéfice et des charges inscrits dans les états des résultats consolidés.

NOTES DE CRÉDIT

Le 26 janvier 2017, Standard & Poor's (S&P) confirmé la note BBB avec une perspective négative et la note P-3 (haut) pour AltaGas.

Le 26 janvier 2017, DBRS Limited (DBRS) a revu la note BBB (bas) et la note Pfd-3 d'AltaGas, la faisant passer à «sous surveillance en raison de faits nouveaux en cours».

Le 19 novembre 2016, DBRS a confirmé la note BBB avec une perspective stable pour AltaGas.

Le 16 décembre 2015, S&P a revu sa note à la baisse, la faisant passer de BBB à BBB avec une perspective négative et a confirmé la note P-3 (haut) pour AltaGas.

Le 19 novembre 2015, S&P a commencé à accorder aux actions privilégiées de série I une note de P-3 (haut).

Le 19 novembre 2015, DBRS a confirmé la note BBB avec une perspective stable pour AltaGas.

Le 18 novembre 2015, DBRS a commencé à accorder aux actions privilégiées de série I une note de Pfd-3.

Selon le système de notation de DBRS, les titres d'emprunt notés BBB ont une qualité de crédit adéquate. Le pouvoir du débiteur d'honorer ses obligations financières est jugé acceptable, mais l'entité peut être vulnérable aux événements futurs qui ont une incidence négative sur la santé de l'entité et de ses titres notés. Les rangs «élevé» ou «bas» sont utilisés pour indiquer la position relative du titre au sein d'une catégorie. La note Pfd-3 de DBRS est la troisième des six catégories les plus hautes attribuées par DBRS. Selon le système de notation de DBRS, les actions privilégiées notées Pfd-3 ont une qualité de crédit adéquate. Bien que la protection des dividendes et du capital soit tout de même jugée acceptable, l'entité émettrice est plus sensible aux variations défavorables des conditions financières et de la conjoncture économique, et il peut exister d'autres facteurs

défavorables nuisant à la protection des titres. La note Pfd-3 est habituellement attribuée aux obligations de sociétés dont la note se situe dans la tranche supérieure de la catégorie BBB. Les rangs «haut» ou «bas» sont utilisés pour indiquer la position relative du titre au sein d'une catégorie. L'absence de rang «haut» ou «bas» signifie que la note est située au milieu de la catégorie.

L'indication «sous surveillance» s'applique à une note dans diverses situations, notamment quand survient un événement important qui influe directement sur la qualité du crédit d'une entité ou d'un groupe d'entités donné et qu'il existe une incertitude quant à cet événement, de sorte que DBRS est incapable de fournir de façon opportune une opinion à long terme objective. Une note «sous surveillance» demeure en cours. Toutefois, cet avis sert d'avertissement que la note courante pourrait ne plus être appropriée. Si une note est placée «sous surveillance», DBRS indiquera habituellement dans son opinion si l'élément sous surveillance a des répercussions positives (sous surveillance – positive), négatives (sous surveillance – négative) ou en développement (sous surveillance – en développement). Ces qualificatifs indiquent l'évaluation préliminaire de DBRS de l'incidence sur la qualité du crédit du titre ou de l'émetteur. Or, comme les situations et les répercussions possibles sur une note peuvent varier, la conclusion finale de DBRS peut s'éloigner de son évaluation préliminaire. DBRS passera de nouveau en revue les notes de la Société à mesure qu'elle prendra connaissance d'autres renseignements en vue de régler la note sous surveillance, une fois que seront connus les détails du financement et qu'aura clôturé l'acquisition de WGL.

Selon le système de notation de S&P, un titre d'emprunt noté BBB est assorti de paramètres de protection adéquats. Toutefois, des revirements négatifs de conjoncture ou de situation sont plus susceptibles d'affaiblir la capacité du débiteur de respecter ses engagements financiers à l'égard de l'obligation. Les notes AA à CCC peuvent être modifiées par l'ajout d'un signe «+» ou d'un signe «-» qui indique la situation relative dans les catégories de notations principales. La note P-3 de S&P est la troisième des huit catégories les plus hautes attribuées par S&P. Selon le système de notation de S&P, bien que les titres notés P-3 soient jugés comme ayant d'importantes caractéristiques spéculatives, ils sont moins vulnérables au défaut de paiement que d'autres titres de nature spéculative. Toutefois, des incertitudes persistantes ou une exposition à des conditions défavorables sur le plan commercial, financier ou économique pourraient entraîner l'incapacité par le débiteur d'honorer son engagement financier. Les notes de P-1 à P-5 peuvent être modifiées au moyen des rangs «haut» et «bas», lesquels indiquent la position relative du titre dans la catégorie principale de notation.

Les notes de crédit attribuées aux titres par les agences de notation ne sont pas des recommandations d'achat, de garde ou de vente des titres en ce sens que ces notes ne constituent pas une opinion quant au cours de marché ni au caractère approprié des titres pour un investisseur en particulier. Rien ne garantit qu'une note demeurera en vigueur pendant une période donnée ni qu'une note ne fera pas l'objet d'une révision ou d'un retrait par une agence de notation à l'avenir si, à son avis, les circonstances le justifient.

INFORMATION SUR LES ACTIONS

	Au 17 février 2017
Émises et en circulation	
Actions ordinaires	168 168 409
Actions privilégiées	
Série A	5 511 220
Série B	2 488 780
Série C	8 000 000
Série E	8 000 000
Série G	8 000 000
Série I	8 000 000
Reçus de souscription	80 710 000
Émises	
Options sur actions	4 064 761
Options sur actions exerçables	3 237 633

DIVIDENDES

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

Le 20 juillet 2016, le conseil d'administration a approuvé une hausse du dividende, le faisant passer de 0,165 \$ l'action ordinaire à 0,175 \$ l'action ordinaire, avec prise d'effet pour le dividende d'août 2016.

Le 22 février 2017, AltaGas a clôturé un appel public à l'épargne visant l'émission d'actions privilégiées, série K. Les porteurs d'actions privilégiées de série K auront le droit de recevoir un dividende cumulatif fixé trimestriellement pour la période initiale se terminant le 31 mars 2022, exclusivement, au taux annuel de 5,0 %, payable le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre, si le conseil d'administration d'AltaGas en déclare et au moment où il en déclare. Le premier dividende trimestriel sera payable le 30 juin 2017 et s'élèvera à 0,4384 \$ par action privilégiée de série K. Le taux de dividende sera rajusté le 31 mars 2022, et tous les cinq ans par la suite, pour équivaloir au taux de rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans alors en vigueur, majoré de 3,8 %, attendu que, dans tous les cas, ce taux ne soit pas inférieur à 5,0 % par année.

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

Dividendes

Exercices clos les 31 décembre

(en dollars par action ordinaire)

	2016	2015
Premier trimestre	0,49500 \$	0,44250 \$
Deuxième trimestre	0,49500	0,46750
Troisième trimestre	0,51500	0,48000
Quatrième trimestre	0,52500	0,49500
Total	2,03000 \$	1,88500 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série A

Exercices clos les 31 décembre

(en dollars par action privilégiée)

	2016	2015
Premier trimestre	0,21125 \$	0,31250 \$
Deuxième trimestre	0,21125	0,31250
Troisième trimestre	0,21125	0,31250
Quatrième trimestre	0,21125	0,21125
Total	0,84500 \$	1,14875 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série B

Exercices clos les 31 décembre

(en dollars par action privilégiée)

	2016	2015
Premier trimestre	0,19269 \$	— \$
Deuxième trimestre	0,19393	—
Troisième trimestre	0,20109	—
Quatrième trimestre	0,19921	0,19156
Total	0,78692 \$	0,19156 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série C

Exercices clos les 31 décembre

(en dollars américains par action privilégiée)

	2016	2015
Premier trimestre	0,27500 \$	0,27500 \$
Deuxième trimestre	0,27500	0,27500
Troisième trimestre	0,27500	0,27500
Quatrième trimestre	0,27500	0,27500
Total	1,10000 \$	1,10000 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série E

Exercices clos les 31 décembre

(en dollars par action privilégiée)

	2016	2015
Premier trimestre	0,31250 \$	0,31250 \$
Deuxième trimestre	0,31250	0,31250
Troisième trimestre	0,31250	0,31250
Quatrième trimestre	0,31250	0,31250
Total	1,25000 \$	1,25000 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série G

Exercices clos les 31 décembre

(en dollars par action privilégiée)

	2016	2015
Premier trimestre	0,296875 \$	0,296875 \$
Deuxième trimestre	0,296875	0,296875
Troisième trimestre	0,296875	0,296875
Quatrième trimestre	0,296875	0,296875
Total	1,187500 \$	1,187500 \$

Dividendes sur actions privilégiées – Série I

Exercices clos les 31 décembre

(en dollars par action privilégiée)

	2016	2015
Premier trimestre	0,463870 \$	— \$
Deuxième trimestre	0,328125	—
Troisième trimestre	0,328125	—
Quatrième trimestre	0,328125	—
Total	1,448245 \$	— \$

PRINCIPALES ESTIMATIONS COMPTABLES

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 contenues dans les notes des états financiers consolidés annuels de 2016. Certaines de ces méthodes portent sur des estimations comptables critiques à cause de l'exigence voulant que des jugements particulièrement subjectifs ou complexes soient faits à l'égard de questions qui sont intrinsèquement incertaines, et en raison de la probabilité que des montants sensiblement différents puissent être constatés dans des conditions différentes ou selon des hypothèses différentes.

Les estimations et jugements importants formulés par la direction dans la préparation des présents états financiers consolidés sont décrits ci-après :

Juste valeur des instruments financiers

La juste valeur correspond au montant de la contrepartie dont conviendraient des parties compétentes agissant en toute liberté dans des conditions de pleine concurrence, autrement que dans un contexte de vente forcée ou de liquidation. Le cours vendeur ou acheteur, selon le cas, sur un marché actif constitue l'élément probant le plus fiable pour établir la juste valeur. La juste valeur

fondée sur des cours non ajustés sur des marchés actifs n'exige qu'une part minime de jugement de la part de la direction. Lorsque des cours vendeur ou acheteur sur un marché actif ne sont pas disponibles, la direction doit faire preuve de jugement relativement aux données d'évaluation pour établir la juste valeur. AltaGas a recours à des instruments dérivés hors cote pour gérer les fluctuations des prix des produits de base et des taux de change. AltaGas évalue les prix à terme en fonction de données provenant de sources reconnues, rajustées pour tenir compte des facteurs propres à l'actif ou au passif, y compris les courbes des écarts de base et des écarts attribuables aux emplacements, des taux d'escompte et des taux de change. Les courbes des taux à terme utilisées pour évaluer ces instruments dérivés à la valeur de marché s'appuient sur des sources publiques. AltaGas a recours à des méthodes d'évaluation lorsqu'il n'existe pas de données de marché observables, ce qui exige une part de jugement importante de la part de la direction. Des changements dans les estimations et les hypothèses sur ces données d'entrée pourraient avoir une incidence sur la juste valeur présentée.

Amortissement

L'amortissement des immobilisations corporelles et des actifs incorporels repose sur le jugement de la direction de la durée de vie utile estimative des actifs. Lorsqu'il est établi que les durées de vie utile des actifs attribuées ne reflètent pas la période résiduelle estimative d'un avantage, des modifications prospectives sont apportées aux durées de vie utile amortissables de ces actifs. Habituellement, les taux d'amortissement des entités à tarifs réglementés sont prescrits par l'organisme de réglementation compétent. L'estimation de la durée de vie utile résiduelle de certains actifs comporte un certain nombre d'incertitudes et des modifications à ces hypothèses pourraient entraîner un rajustement important du montant de l'amortissement qu'AltaGas constate d'une période à une autre.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

AltaGas constate les passifs au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations lorsqu'elle en a l'obligation légale. Pour estimer les obligations, la direction doit formuler des hypothèses concernant les taux d'inflation et d'actualisation, les montants définitifs et le calendrier des règlements, ainsi que les changements prévus apportés aux lois et à la réglementation. Un changement dans l'une ou l'autre de ces estimations pourrait avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

Dépréciation des actifs

AltaGas réévalue les actifs à long terme et les actifs incorporels ayant une durée de vie limitée lorsque des événements ou des changements de situation indiquent que la valeur comptable de ces actifs pourrait ne pas être recouvrable. La recouvrabilité est fondée sur une estimation de la valeur non actualisée des flux de trésorerie, et la mesure d'une dépréciation est fondée sur la juste valeur des actifs. L'établissement de la juste valeur nécessite que la direction pose des hypothèses quant aux rentrées et aux sorties de fonds futures sur la durée de vie d'un actif. Toute modification apportée aux hypothèses utilisées pour évaluer les flux de trésorerie futurs pourrait entraîner la revue de l'évaluation du caractère recouvrable des actifs à long terme ou des actifs incorporels de même que la comptabilisation d'une dépréciation dans les états financiers consolidés.

AltaGas soumet également l'écart d'acquisition à un test de dépréciation chaque année ou plus souvent si des événements ou des changements de circonstances indiquent qu'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur des unités d'exploitation soit inférieure à leur valeur comptable. La Société peut commencer par évaluer les facteurs qualitatifs pour établir si elle doit procéder à un test de dépréciation de l'écart d'acquisition en deux étapes. Si elle procède à un test de dépréciation de l'écart d'acquisition en deux étapes, la première étape consiste à comparer la juste valeur des unités d'exploitation de la Société à leur valeur comptable. Si la valeur comptable d'une unité d'exploitation, y compris l'écart d'acquisition attribué, dépasse sa juste valeur, la dépréciation de l'écart d'acquisition est calculée comme l'excédent de la valeur comptable de l'écart d'acquisition attribué à l'unité d'exploitation sur sa juste valeur implicite. La juste valeur utilisée dans le test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition tient compte des flux de trésorerie futurs estimatifs ainsi que de taux d'actualisation appropriés. AltaGas a soumis l'écart d'acquisition à un test de dépréciation au 31 décembre 2016 qui n'indiquait aucune perte de valeur.

Impôts sur les bénéfices

La Société est assujettie aux dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) aux fins de l'établissement du montant du bénéfice imposable au Canada et aux dispositions de l'Internal Revenue Code (É.-U.) aux fins de l'établissement du montant

du bénéfice imposable aux États-Unis. L'établissement de la charge d'impôts d'AltaGas et de ses filiales nécessite l'application de ces règles complexes.

D'importants actifs et passifs d'impôts reportés sont constatés dans les états financiers consolidés d'AltaGas. La comptabilisation des actifs et des passifs d'impôts reportés repose sur l'hypothèse que les bénéfices futurs sont suffisants pour que se réalise l'avantage reporté. Une provision pour moins-value est comptabilisée dans les actifs d'impôt différé s'il est prévu que la totalité ou une partie de ces actifs ne sera pas réalisée. Le montant des actifs ou passifs d'impôts futurs comptabilisés est établi selon la meilleure estimation par la direction du moment de la réalisation des actifs ou passifs.

Si l'interprétation de la direction des lois fiscales diffère de celle des autorités fiscales ou si la reprise des écarts n'a pas lieu au moment prévu, la provision pour impôts pourrait augmenter ou diminuer au cours de périodes à venir. Voir la note 16 afférente aux états financiers consolidés annuels de 2016.

Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite

Le calcul des obligations et des charges au titre des régimes de retraite repose sur diverses hypothèses actuarielles. Deux hypothèses clés visent le taux de rendement prévu à long terme des actifs des régimes et le taux d'actualisation appliqué aux obligations au titre des régimes de retraite non capitalisés. En ce qui concerne les régimes d'avantages complémentaires de retraite non capitalisés, qui procurent certaines primes de soins de santé et prestations d'assurance vie aux employés retraités admissibles, les hypothèses critiques du calcul des obligations et des charges au titre des avantages complémentaires de retraite sont le taux d'actualisation et les taux tendanciels hypothétiques des coûts des soins de santé. Les notes 2 et 24 afférentes aux états financiers consolidés annuels de 2016 comprennent des informations sur les hypothèses utilisées aux fins de la comptabilisation de la situation de capitalisation des régimes et des charges connexes.

Actifs et passifs réglementaires

SEMCO, ENSTAR et CINGSA, AUI, Heritage Gas et PNG distribuent et vendent du gaz naturel et sont réglementées respectivement par les autorités de réglementation suivantes : la MPSC et la RCA, l'AUC, le NSUARB et la BCUC.

Les autorités de réglementation exercent les pouvoirs qui leur sont conférés par la loi sur des questions comme les tarifs, les taux, la construction, l'exploitation, le financement, les rendements et certains contrats conclus avec les clients. Afin de tenir compte des incidences économiques des mesures et des décisions prises par les autorités de réglementation, le moment de la comptabilisation de certains actifs, passifs, produits et charges découlant de la réglementation peut différer du moment prévu par les PCGR des États-Unis pour les entités qui ne sont pas assujetties à la réglementation des tarifs.

Les actifs réglementaires représentent les produits futurs associés à certains coûts engagés au cours de la période considérée ou de périodes antérieures, dont on prévoit le recouvrement auprès des clients au cours de périodes futures au moyen du processus d'établissement des tarifs. Les passifs réglementaires représentent les réductions futures de produits ou le plafonnement futur des augmentations de produits associés aux montants dont on prévoit le remboursement aux clients en raison du processus d'établissement des tarifs.

ADOPTION DE NOUVELLES NORMES COMPTABLES

Le 1^{er} janvier 2016, AltaGas a adopté les Accounting Standards Update (ASU) suivantes publiées par le Financial Accounting Standards Board (FASB) :

- L'ASU 2014-12, *Accounting for Share-Based Payments When the Terms of an Award Provide That a Performance Target Could Be Achieved after the Requisite Service Period*, qui exige qu'une cible de rendement, influant sur l'acquisition des droits et qui peut être atteinte après que la période de service requise a été complétée, soit considérée comme étant une condition liée au rendement. L'adoption de cette ASU n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

- L'ASU 2015-01, *Income Statement – Extraordinary and Unusual Items*, qui élimine la notion d'éléments extraordinaires. L'adoption de cette ASU n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.
- L'ASU 2015-02, *Consolidation: Amendments to Consolidation Analysis*. Les modifications de cette ASU touchent toutes les entités présentant de l'information financière qui sont tenues d'évaluer si certaines entités juridiques doivent être consolidées. Les modifications a) changent l'évaluation visant à déterminer si les sociétés en commandite et les entités juridiques semblables sont des entités à détenteurs de droits variables (EDDV) ou des entités à détenteurs de droits de vote; b) renversent la présomption qu'un commandité doit consolider une société en commandite; c) ont une incidence sur l'analyse de la consolidation pour les entités publiantes qui sont parties à des EDDV, surtout celles qui sont parties à des ententes d'honoraires et des relations avec des parties liées; et d) prévoient une exemption au champ d'application des directives sur la consolidation pour les entités publiantes ayant une participation dans certaines entités juridiques (c.-à-d. des fonds du marché monétaire et d'autres fonds de placement). L'adoption de cette ASU n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.
- ASU 2016-17, *Consolidation: Interests Held through Related Parties that are Under Common Control*. La modification de cette ASU a eu pour effet de revoir les obligations en matière de consolidation que doit respecter une entité publiante qui est l'unique décideur au moment d'évaluer les participations détenues par l'intermédiaire de parties liées qui se trouvent sous un contrôle commun. La directive modifiée exige qu'une entité publiante qui est l'unique décideur présente tous ses droits variables directs dans une EDDV et qu'elle présente au prorata, ses droits variables indirects dans une EDDV détenue par l'intermédiaire de parties liées, y compris les parties liées qui se trouvent, avec l'entité publiante, sous un contrôle commun. L'adoption de cette ASU n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

MODIFICATIONS FUTURES DE CONVENTIONS COMPTABLES

En juillet 2015, le FASB a publié l'ASU 2015-11, *Inventory – Simplifying the Measurement of Inventory*. Les modifications de cette ASU exigent qu'une entité évalue ses stocks au coût ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux. Les modifications apportées à cette ASU s'appliquent prospectivement aux périodes annuelles et aux périodes intermédiaires au cours des périodes annuelles ouvertes après le 15 décembre 2016. L'adoption anticipée est permise. L'adoption de cette ASU ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

En mai 2014, le FASB a publié l'ASU 2014-09, *Revenue from Contracts with Customers*, laquelle remplace plusieurs exigences des PCGR aux États-Unis, y compris les exigences propres au secteur, et offre aux sociétés un cadre unique pour la constatation des produits tirés des contrats conclus avec les clients. Selon le principe à la base des modifications de cette ASU, l'entité doit comptabiliser les produits des activités ordinaires dans le cas d'un transfert de biens ou de services promis à un client, et ce, selon un montant qui reflète le paiement que l'entité s'attend à recevoir en contrepartie de ces biens ou services. Les modifications énoncent diverses obligations d'information visant à permettre aux utilisateurs des états financiers de comprendre la nature, le montant, le calendrier et le degré d'incertitude des produits des activités ordinaires et des flux de trésorerie provenant des contrats conclus avec les clients. En mars 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-08, *Principal versus Agent Consideration*. Les modifications apportées par cette ASU clarifient le guide d'application de la nouvelle norme sur la comptabilisation des produits des activités ordinaires pour ce qui est des questions relatives aux opérations conclues par l'entité agissant pour son propre compte ou comme mandataire. En avril 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-10, *Identifying Performance Obligation and Licensing*, qui permet de réduire la complexité de l'application des directives sur l'identification des obligations d'exécution et qui améliore l'utilité et la compréhensibilité des directives sur l'octroi de permis. En mai 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-12, *Narrow Scope Improvements and Practical Expedients*, qui clarifie plusieurs aspects de la mise en œuvre, dont la recouvrabilité, la présentation des taxes de vente, la contrepartie hors trésorerie, les modifications au contrat, les contrats achevés et la transition. En décembre 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-20, *Technical Corrections and Improvements*, laquelle apporte des corrections et des améliorations techniques mineures à la nouvelle norme sur les produits des activités ordinaires. La nouvelle norme sur les produits des activités ordinaires s'applique aux périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts à compter du 15 décembre 2017. Le FASB permet l'adoption de la norme dès la date d'entrée en vigueur initiale, soit

le 15 décembre 2016. Bien que l'adoption anticipée soit permise, AltaGas adoptera l'ASU 2014-09 au cours du premier trimestre de 2018. En 2016, AltaGas a formé une équipe interfonctionnelle de mise en œuvre regroupant des représentants provenant de tous les secteurs d'activité. Un exercice de délimitation provisoire de la portée de cette norme a été réalisé pour les secteurs d'activité d'AltaGas, et bien qu'AltaGas continue à évaluer toutes les incidences éventuelles de cette norme, elle prévoit que le calendrier de la constatation des produits en vertu de l'ASU pour les contrats comportant des options d'achat ferme des secteurs Gaz et Services publics seront les plus touchés par ces modifications. AltaGas procède toujours à l'évaluation de ces incidences. L'examen des contrats d'AltaGas est en cours afin de relever et de quantifier les écarts potentiels. En outre, AltaGas attend des clarifications à l'égard de la présentation des autres programmes visant les produits dans l'état des résultats du Power and Utility Entities Revenue Recognition Task Force de l'AICPA. L'ASU permet l'utilisation de la méthode de transition rétrospective intégrale ou modifiée; toutefois, AltaGas n'a pas encore déterminé la méthode qui sera appliquée une fois l'examen des contrats terminé. AltaGas prévoit fournir davantage de renseignements dans ses états financiers de 2017 à mesure de l'avancement de la mise en œuvre.

En janvier 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-01, *Recognition and Measurement of Financial Assets and Financial Liabilities*, qui revoit la comptabilisation par une entité relativement 1) au classement et à l'évaluation des placements dans des titres de capitaux propres, et 2) à la présentation de certaines variations de la juste valeur de passifs financiers évalués à la juste valeur. La norme modifie aussi certaines obligations d'information associées à la juste valeur des instruments financiers. Les modifications apportées à cette ASU s'appliquent aux périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2017. Au moment de l'adoption, les entités devront comptabiliser un ajustement de l'incidence cumulative dans le bilan à la date d'ouverture de la première période de présentation de l'information au cours de laquelle la norme est en vigueur. La norme sur les titres de capitaux propres dont la juste valeur n'est pas facilement déterminable s'appliquera de manière prospective à tous les placements dans des titres de capitaux propres existant en date de l'adoption de la norme. Après l'adoption, AltaGas ne pourra plus classer les titres de capitaux propres dont la juste valeur est facilement déterminable comme disponibles à la vente, et toute variation de la juste valeur devra être comptabilisée en résultat plutôt que dans les autres éléments du résultat étendu. Les autres dispositions de cette ASU ne devraient pas avoir une incidence importante sur les états financiers d'AltaGas.

En février 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-02, *Leases*, qui exige que les locataires comptabilisent au bilan un actif lié au droit d'utilisation et un passif locatif pour tous les contrats de location dont la durée est supérieure à 12 mois. La comptabilité pour le locateur demeure pratiquement inchangée. L'ASU exige également la présentation d'informations supplémentaires sur les ententes de location. Les modifications apportées par cette ASU s'appliquent aux périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2018. Pour la transition, les locataires et les locateurs sont tenus de comptabiliser et d'évaluer les contrats de location au début de la première période présentée selon une approche rétrospective modifiée. AltaGas évalue actuellement l'incidence de cette ASU sur ses états financiers consolidés.

En mars 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-05, *Derivatives and Hedging: Effect of Derivative Contract Novations on Existing Hedge Accounting Relationships*. Les modifications apportées par cette ASU s'appliquent à toutes les entités quand survient un changement de contrepartie pour un instrument financier qui avait été désigné comme instrument de couverture. Cette ASU précise que le changement de contrepartie ne nécessite pas l'annulation de la désignation de cette relation de couverture. Les modifications apportées par cette ASU s'appliquent aux états financiers annuels et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2016. Les entités peuvent appliquer cette ASU de façon prospective ou selon une approche rétrospective modifiée. L'adoption anticipée est permise. L'adoption de cette ASU ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

En mars 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-06, *Derivatives and Hedging: Contingent Put and Call Options in Debt Instruments*. Les modifications apportées par cette ASU précisent les exigences à respecter pour évaluer si les options d'achat (de vente) conditionnelles qui peuvent accélérer le remboursement du capital d'instruments d'emprunt sont clairement et étroitement liées à leurs instruments d'emprunt hôtes. L'entité qui procède à l'évaluation selon les modifications apportées par cette ASU est tenue d'évaluer les options d'achat (de vente) incorporées obligatoirement selon la séquence décisionnelle en quatre étapes. Les modifications apportées par cette ASU s'appliquent aux périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2016. Une entité devrait appliquer ces modifications sur une base rétrospective modifiée. L'adoption anticipée

est également permise. L'adoption de cette ASU ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

En mars 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-07, *Equity Method and Joint Ventures Investments: Simplifying the Transition to the Equity Method of Accounting*. Les modifications apportées par cette ASU éliminent l'obligation d'appliquer de façon rétrospective la comptabilisation à la valeur de consolidation après une augmentation du pourcentage de participation ou du degré d'influence. Les modifications apportées par cette ASU s'appliquent à toutes les entités pour les périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2016. Les modifications devraient être appliquées de façon prospective à la date où le pourcentage de participation ou le degré d'influence augmente. L'adoption anticipée est permise. AltaGas appliquera les modifications de manière prospective.

En mars 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-09, *Stock Compensation: Improvements to Employee Share-Based Payment Accounting*. Les modifications apportées par cette ASU portent sur la simplification de plusieurs aspects de la comptabilisation des transactions dont le paiement est fondé sur des actions, y compris la comptabilisation des impôts, les renoncations, les exigences réglementaires quant aux retenues sur salaire, ainsi que le classement à l'état des flux de trésorerie. Les modifications apportées par cette ASU s'appliquent pour les périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2016. L'adoption anticipée est permise. AltaGas évalue actuellement l'incidence de cette ASU sur ses états financiers consolidés.

En juin 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-13, *Financial Instruments – Credit Losses: Measurement of Credit Losses on Financial Instruments*. Les modifications apportées par cette ASU remplacent le modèle de la perte subie actuellement utilisé par le modèle de la perte attendue pour les actifs financiers évalués au coût amorti. Les modifications apportées par cette ASU s'appliquent pour les périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2020. L'adoption anticipée est permise. AltaGas évalue actuellement l'incidence de cette ASU sur ses états financiers consolidés.

En août 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-15, *Statement of Cash Flows: Classification of Certain Cash Receipts and Cash Payments*. Les modifications apportées par cette ASU clarifient le classement de certaines transactions de flux de trésorerie dans les états des flux de trésorerie. Les modifications apportées par cette ASU s'appliquent pour les périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2017. L'adoption anticipée est permise. L'adoption de cette ASU ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

En octobre 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-16, *Income Taxes: Intra-Entity Transfers of Assets Other Than Inventory*. Les modifications apportées par cette ASU renvoient la comptabilisation des conséquences en matière d'impôts sur le résultat des transferts intragroupes d'actifs en exigeant qu'une entité comptabilise les impôts exigibles et reportés pour pareils transferts intragroupes, outre les transferts de stocks, si le transfert a effectivement lieu. Les modifications apportées par cette ASU s'appliquent pour les périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2017. Une entité doit appliquer les modifications de cette ASU selon la méthode rétrospective modifiée en portant l'effet cumulatif de l'ajustement directement au solde d'ouverture des bénéfices non répartis au début de la période d'adoption. L'adoption anticipée est également permise, mais elle doit survenir à la première période intermédiaire de l'exercice. L'adoption de cette ASU ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

En novembre 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-18, *Statement of Cash Flows: Restricted Cash*. Les modifications apportées par cette ASU exigent que le solde de la trésorerie et des équivalents de trésorerie présenté dans l'état des flux de trésorerie comprenne les montants réputés être de la trésorerie et des équivalents de trésorerie soumis à restrictions dans l'état des flux de trésorerie. Les modifications apportées par cette mise à jour s'appliquent pour les périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2017. Une entité doit appliquer rétrospectivement les modifications de cette ASU pour chaque période présentée. L'adoption anticipée est également permise. L'adoption de cette ASU ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états des flux de trésorerie consolidés d'AltaGas.

En janvier 2017, le FASB a publié l'ASU 2017-01, *Business Combinations: Clarifying the Definition of a Business*. Les modifications apportées par cette ASU changent la définition d'une entreprise afin d'aider les entités à évaluer si des actifs et

des activités transférés constituent une entreprise. Les modifications apportées par cette ASU s'appliquent pour les périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2017. Une entité doit appliquer prospectivement ces modifications apportées par l'ASU ou après leur date d'entrée en vigueur. AltaGas appliquera les modifications de manière prospective.

En janvier 2017, le FASB a publié l'ASU 2017-04, *Intangibles – Goodwill and Other: Simplifying the Test for Goodwill Impairment*. L'ASU retire l'étape 2 du test de dépréciation de l'écart d'acquisition, éliminant ainsi l'obligation de déterminer la juste valeur des actifs et des passifs pris individuellement d'une unité d'exploitation afin d'évaluer la dépréciation de l'écart d'acquisition. Une entité doit adopter les modifications apportées par cette ASU pour les périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2019. Une entité doit appliquer prospectivement les modifications apportées par cette ASU. L'adoption anticipée est permise. AltaGas appliquera les modifications de manière prospective.

ARRANGEMENTS HORS BILAN

AltaGas n'a conclu aucun arrangement contractuel par lequel une entité non consolidée ou un droit variable important dans une entité non consolidée a une obligation en vertu de certains contrats de garantie, un droit conservé ou éventuel sur des actifs cédés à une entité non consolidée ou un arrangement semblable qui sert de soutien au risque de crédit, d'illiquidité ou de marché à cette entité pour ces actifs. AltaGas n'est partie à aucun droit variable important dans une entité non consolidée qui fournit du financement, des liquidités, du soutien en matière de risque de marché ou de risque de crédit, ou encore qui fournit des services de crédit-bail, de couverture ou de recherche et développement.

En mai 2009, l'Office national de l'énergie (ONÉ) a publié une décision qui énonce les principes directeurs à l'égard de tout mécanisme de mise de côté de fonds en vue de la cessation d'exploitation d'un pipeline. Il a également établi un plan d'action échelonné sur cinq ans à l'intention des sociétés assujetties à sa réglementation. En mai 2014, l'ONÉ a publié une décision selon laquelle les sociétés assujetties à sa réglementation ont jusqu'au 1^{er} janvier 2015 pour commencer à mettre en place un mécanisme de mise de côté de fonds adéquats devant servir à financer la cessation d'exploitation future de leurs pipelines. AltaGas Holdings Inc., filiale en propriété exclusive d'AltaGas, a choisi de se conformer à la décision de l'ONÉ en obtenant un cautionnement d'un montant de 30 millions de dollars auprès d'une société de cautionnement réglementée par le Bureau du surintendant des institutions financières.

En octobre 2014, AltaGas a fourni deux garanties d'une obligation maximale totalisant environ 92 millions de dollars américains, garantissant les obligations de paiement en vertu d'une entente de transport conclue par Heritage Gas avec Spectra Energy pour l'utilisation de l'agrandissement de ses réseaux pipeliniers Algonquin Gas Transmission et Maritimes & Northeast.

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

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

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

Le chef de la direction et le chef des finances ont évalué, avec le concours d'employés d'AltaGas, l'efficacité des CPI et du CIIF d'AltaGas au 31 décembre 2016, et selon cette évaluation, ont conclu qu'ils étaient efficaces à cette date.

Au quatrième trimestre de 2016, AltaGas a achevé la transition des contrôles internes relatifs aux centrales San Joaquin acquises le 30 novembre 2015. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016, il n'y a eu aucune autre modification apportée au CIIF d'AltaGas qui ait eu, ou qui pourrait raisonnablement avoir, une incidence considérable sur son CIIF.

Cependant, 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 contrôles est aussi fondée en partie sur certaines hypothèses quant à la probabilité d'événements futurs et rien ne peut garantir qu'un système d'une conception donnée réussira à atteindre ses objectifs fixés dans toutes les circonstances possibles.

SOMMAIRE DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS DES HUIT DERNIERS TRIMESTRES¹

<i>(en millions de dollars)</i>	T4-16	T3-16	T2-16	T1-16	T4-15	T3-15	T2-15	T1-15
Total des produits	661	492	426	611	580	452	416	744
BALIA normalisé ²	194	176	153	178	173	125	107	178
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires	38	46	16	55	(54)	20	(22)	66
<i>(en dollars par action)</i>	T4-16	T3-16	T2-16	T1-16	T4-15	T3-15	T2-15	T1-15
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire								
De base	0,23	0,28	0,10	0,38	(0,37)	0,15	(0,16)	0,49
Dilué	0,23	0,28	0,10	0,38	(0,37)	0,14	(0,16)	0,49
Dividendes déclarés	0,53	0,52	0,50	0,50	0,50	0,48	0,47	0,44

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

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

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

En général, les produits du secteur Services publics sont plus élevés aux premier et quatrième trimestres d'un exercice étant donné que la demande de gaz naturel est plus forte au cours de la saison de chauffage, période qui s'échelonne normalement de novembre à mars. Les centrales hydroélectriques au fil de l'eau de la Colombie-Britannique sont également touchées par les précipitations saisonnières et la fonte des neiges, qui augmentent les débits notamment au printemps et en été.

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

- l'acquisition aux États-Unis de trois actifs alimentés au gaz naturel (Ripon, Pomona et Brush II) regroupant une capacité qui totalise 164 MW, au premier trimestre de 2015;
- les arrêts à Harmattan et à Younger au deuxième trimestre de 2015;
- les centrales San Joaquin acquises le 30 novembre 2015;

- la mise en service de McLymont au quatrième trimestre de 2015;
- la faiblesse des prix des LGN achetés au cours de 2015 et de 2016;
- la conclusion de la cession d'actifs du secteur Gaz à Tidewater le 29 février 2016;
- l'incidence de l'appréciation du dollar américain sur les résultats convertis des actifs aux États-Unis au cours de 2015 et de 2016;
- la faiblesse des prix de l'Alberta Power Pool au cours de 2016;
- les températures plus élevées connues au premier trimestre de 2016 pour tous les services publics;
- le commencement, au début du troisième trimestre de 2016, des activités commerciales du complexe intégré du secteur médian d'AltaGas, à Townsend, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, qui comprend l'installation Townsend, un pipeline de collecte de gaz, des pipelines d'évacuation de LGN et un terminal routier;
- le recouvrement de 7 millions de dollars de frais de mise en valeur pour le projet de bouclage de pipeline de PNG au troisième trimestre de 2016.

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

- la hausse de l'amortissement surtout en raison de la mise en service ou de l'acquisition de nouveaux actifs, partiellement contrebalancée par une diminution de l'amortissement découlant de la cession d'actifs du secteur Gaz à Tidewater le 29 février 2016;
- la hausse des intérêts débiteurs en raison de la mise en service de nouveaux actifs et du fait que les intérêts ne peuvent plus être capitalisés, et un solde d'endettement moyen plus élevé depuis le quatrième trimestre de 2015 en raison de l'acquisition des centrales San Joaquin;
- une charge sans effet de trésorerie non récurrente de 14 millions de dollars liée à la réévaluation des passifs d'impôts reportés découlant de la hausse du taux d'imposition des sociétés en Alberta, qui est passé de 10 % à 12 %, au deuxième trimestre de 2015;
- une provision après impôts de 6 millions de dollars relativement à la vente prévue de certains actifs éoliens en phase de développement dans le nord de la Californie au troisième trimestre de 2015;
- des provisions après impôts totalisant 114 millions de dollars au quatrième trimestre de 2015 liées au placement d'AltaGas dans les actions ordinaires de Painted Pony, au placement dans ASTC, au placement dans des coentreprises avec Idemitsu Kosan Co., Ltd. et au projet DC LNG, ainsi qu'à certains projets d'aménagement de centrales éoliennes, à certains actifs de traitement de gaz détenus en vue de la vente, et à la participation de un tiers d'AltaGas dans Inuvik Gas Ltd. et dans les actifs détenus dans Ikhil Joint Venture;
- un gain après impôts de 14 millions de dollars sur la vente, au premier trimestre de 2016, de certains actifs de collecte et de traitement de gaz naturel secondaires situés principalement dans le centre et le centre-nord de l'Alberta;
- les charges de restructuration après impôts de 5 millions de dollars engagées au deuxième trimestre de 2016 au titre de la restructuration de la main-d'œuvre;
- la résiliation des EAE de Sundance B est entrée en vigueur le 8 mars 2016, par suite de la modification apportée aux clauses juridiques des EAE de Sundance B. En conséquence, AltaGas a comptabilisé une provision après impôts de 4 millions de dollars à l'égard de son placement dans ASTC afin de régler le déficit du fonds de roulement au premier trimestre de 2016. De plus, AltaGas a comptabilisé une charge de résiliation avant impôts de 8 millions de dollars (7 millions de dollars après impôts) à l'égard de l'entente de règlement définitive avec le gouvernement de l'Alberta relative à la résiliation des EAE de Sundance B au quatrième trimestre de 2016. Compte tenu du recouvrement d'impôts de 8 millions de dollars lié à la dissolution d'ASTC, l'incidence après impôts de la résiliation des EAE de Sundance B s'est élevée à environ 3 millions de dollars.

PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES ANNUELLES

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2016	2015	2014
Produits	2 190	2 193	2 406
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	155	10	96
De base (\$ par action)	0,99	0,07	0,75
Diluée (\$ par action)	0,99	0,07	0,74
Total de l'actif	10 201	10 100	8 396
Total des passifs financiers à long terme	3 532	3 899	3 202
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	157	138	127
Dividendes déclarés par action ordinaire (\$ par action)	2,030000	1,885000	1,690000
Dividendes déclarés par action privilégiée (\$ par action)			
Série A	0,845000	1,148750	1,250000
Série B	0,786920	0,191560	—
Série C	1,100000	1,100000	1,100000
Série E	1,250000	1,250000	1,307400
Série G	1,187500	1,187500	0,586500
Série I	1,448245	—	—